



UNIVERSITA' DI PISA
-
FACOLTA' DI INGEGNERIA

Tesi di Laurea Specialistica in

INGEGNERIA ENERGETICA

*“STRATEGIE PER L'OTTIMIZZAZIONE DI SISTEMI DI PRODUZIONE E
UTILIZZAZIONE DI ENERGIA IN IPOTESI DI PENETRAZIONE
SIGNIFICATIVA DI FONTI RINNOVABILI”*

RELATORI:

Prof. Alessandro Franco

Ing. Franco Donatini

Dott. Christian Zulberti

CANDIDATO:

Pasquale Salza

Anno Accademico 2008/2009

*“Laudato sie, mi' Signore cum tucte le Tue creature,
spetialmente messer lo frate Sole,
lo qual è iorno, et allumeni noi per lui.
Et ellu è bellu e radiante cum grande splendore:
de Te, Altissimo, porta significatione.*

. . .

*Laudato si', mi' Signore, per frate Vento
et per aere et nubilo et sereno et onne tempo,
per lo quale, a le Tue creature dòi sustentamento.”*

(San Francesco d'Assisi, Cantico delle Creature)

Indice

Introduzione.....	3
 Capitolo 1	
Penetrazione delle fonti di energia rinnovabili nel mercato dell'energia elettrica.....	9
1.1 La situazione attuale nel mercato elettrico italiano.....	9
1.2 La situazione europea.....	18
 Capitolo 2	
Problematiche relative allo sviluppo delle FER non programmabili.....	23
2.1 Criticità relative alle fonti rinnovabili non programmabili in relazione al sistema elettrico italiano.....	23
2.2 Previsioni dello sviluppo della risorsa eolica in Italia.....	32
2.3 L'espansione dell'energia eolica in Danimarca.....	37
2.4 L'espansione dell'energia eolica in Germania.....	42
 Capitolo 3	
Uno strumento per l'analisi di sistemi energetici complessi: il software	
EnergyPLAN.....	49
3.1 Descrizione del programma.....	49
3.1.1 La logica di funzionamento di EnergyPLAN.....	52
3.1.2 Strategie di regolazione per l'ottimizzazione tecnica.....	55
3.1.3 Regolazione della CEEP (Critical Excess Energy Production) e stabilità della rete.....	56
3.2 Modellazione del sistema energetico italiano in EnergyPLAN.....	58
3.2.1 Domanda di energia elettrica.....	58
3.2.2 Teleriscaldamento, impianti cogenerativi e termoelettrici tradizionali (District Heating).....	59
3.2.3 Energie Rinnovabili.....	65
3.2.4 Raffrescamento (Cooling).....	79
3.2.5 Riscaldamento domestico e microcogenerazione	

	(Individuals).....	80
3.2.6	Consumi e cogenerazione industriale.....	83
3.2.7	Trasporti.....	86
3.2.8	Ulteriori parametri di input.....	87
3.3	Verifica del modello sullo stato attuale del sistema energetico italiano.....	87
 Capitolo 4		
Analisi di scenari significativi.....		91
4.1	Penetrazione delle risorse rinnovabili intermittenti nel sistema elettrico in uno scenario di base.....	91
4.2	Introduzione della trazione elettrica nel settore dei trasporti.....	101
4.3	Aumento dell'elasticità della produzione termoelettrica.....	106
4.4	Riduzione dei picchi nella curva di carico.....	109
4.5	Aumento della produzione di energia elettrica da cogenerazione industriale...	113
 Conclusioni e possibili sviluppi.....		123
 Bibliografia.....		127
 Appendice		
Suggerimenti pratici per l'utilizzo di EnergyPLAN.....		131
 Ringraziamenti.....		147

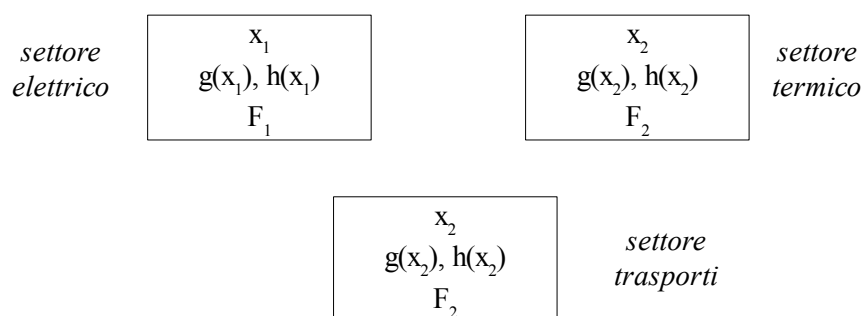
Introduzione

I sistemi di produzione, trasporto ed utilizzazione dell'energia sono sistemi estremamente complessi. Tradizionalmente, per la loro analisi, la prima decomposizione che viene effettuata è quella nei tre seguenti settori:

- *elettrico*
- *termico*
- *trasporti/mobilità*

Storicamente, nell'impostazione degli studi delle problematiche energetiche, si è sempre teso a considerare tali settori come completamente indipendenti, ciascuno con le proprie *variabili* (x_i), i propri *vincoli* ($g(x_i)$, $h(x_i)$), le proprie *funzioni obiettivo* da ottimizzare (F_i), e analizzabile in maniera distinta dagli altri.

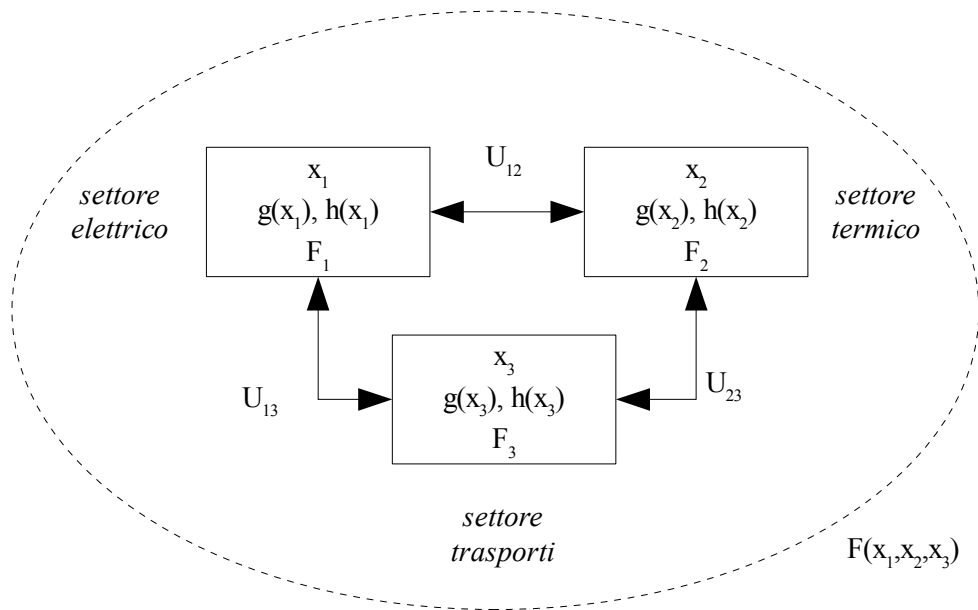
Se tale decomposizione presenta, da un lato, il significativo vantaggio di poter scomporre un problema in tre sottoproblemi di entità minore, con la possibilità di lavorare con un numero di variabili ridotto, d'altra parte una visione completamente slegata dei tre ambiti di riferimento rischia di diventare un limite ad una pianificazione logica di un problema, quello legato all'energia, di dimensioni e difficoltà sempre maggiori.



Una visione settoriale del sistema energetico

Sarà inevitabilmente necessaria, nel futuro, una nuova concezione dell'analisi integrata dei sistemi energetici, che recuperi le informazioni relative alle interazioni (U_{ij}) tra i tre aspetti del problema di partenza: interazioni, queste, che diverranno indispensabili per una sempre

più efficiente evoluzione dei sistemi per l'energia, sia dal lato della produzione che dal lato dell'utilizzo.



Visione integrata di un sistema complesso

Si pensi, a questo proposito, al crescente interesse verso tecnologie quali sistemi cogenerativi per la produzione combinata di energia elettrica e calore da utilizzare sia in utenze industriali (calore di processo) che civili (riscaldamento o climatizzazione estiva nei sistemi cosiddetti a trigenerazione), al dibattito sull'opportunità o meno di sviluppare sistemi per i trasporti basati sul vettore idrogeno o sul vettore elettrico, o ancora, all'introduzione di tariffe di consumo di tipo bi-orario per conseguire un livellamento nei picchi delle curve del carico elettrico.

In una visione tradizionale, in cui ci si pone come obiettivo principale l'incremento dell'efficienza a livello di singolo sistema, tali tecnologie sicuramente perderebbero parte del loro potenziale contributo alla risoluzione dei problemi energetici, nella cui ottica vengono concepite, fino alla possibilità, nel caso peggiore ma non del tutto irrealistico, di contribuire in negativo, con una sorta di effetto *rebound* sul sistema.

Un caso paradigmatico in questo senso è l'interesse per lo sviluppo delle risorse energetiche rinnovabili, in particolar modo nelle tecnologie eolica e fotovoltaica. Interesse sempre crescente, sia per aspetti economici (costi dei combustibili evitati, incentivi alla produzione tramite *certificati verdi* o tariffe agevolate...), che politici (riduzione della dipendenza delle fonti fossili in quanto risorsa limitata e soggetta al controllo di un esiguo numero di singoli Paesi) che, ovviamente, ambientali (assenza di emissioni in fase di produzione). Fino ad oggi

lo sviluppo di tali risorse è avvenuto essenzialmente tramite incentivi economici, al di fuori di una strategia di pianificazione organica. Se finora questo non ha comportato grandi problemi di carattere prettamente tecnico, è opportuno chiedersi se una tale logica di sviluppo frammentata a livello locale possa essere a lungo termine sostenibile a livello di sistema: si pensi ad esempio alle problematiche di eccessi di produzione che già alcuni Stati, in cui il livello di penetrazione di tali risorse rinnovabili, la cui produzione non può essere ovviamente dislocata nel tempo, è già elevato, così come elevata è anche la diffusione di sistemi di teleriscaldamento cogenerativi in cui la produzione elettrica non può essere svincolata dalla domanda di energia termica.

In seguito alla presa di coscienza riguardo a queste nuove esigenze nella progettazione e pianificazione dei sistemi energetici, nuovi strumenti informatici *ad hoc* sono stati realizzati, ed il loro utilizzo è sempre più diffuso, negli ultimi anni, presso un gran numero di enti operanti nel settore, di carattere governativo o privato. Tra i numerosi software disponibili, uno particolarmente diffuso è quello che permette la creazione di cosiddetti modelli *MARKAL-TIMES* [1], [2].

Il *MARKAL* è un generatore di modelli dinamici “*bottom-up*” (che partono cioè dalla domanda di servizi energetici per arrivare poi a ricostruire l'intero sistema energetico) di tipo tecnologico per l'analisi mediante scenari dei sistemi energetici, sviluppato negli ultimi 30 anni dal progetto *ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme)* dell'*International Energy Agency (IEA-OCSE)*. Il sistema è costituito essenzialmente da:

- una banca dati di tecnologie energetiche, organizzate in un reticolo topologico detto *Reference Energy System (RES)*
- una struttura matematica composta da un motore (il *GAMS*) e algoritmi in grado di risolvere problemi con centinaia di migliaia di equazioni
- un'interfaccia software di introduzione dati e lettura agevole dei risultati, detta *ANSWER*

In fase di input, la descrizione delle tecnologie energetiche è di tipo “black-box”: ogni tecnologia viene definita solamente dai suoi parametri caratteristici (commodity in input, commodity in output, anno di ingresso nel mercato, durata di vita, efficienza, costi unitari di investimento, esercizio e manutenzione, vincoli, parametri ambientali...). Sulla base di tali

parametri e vincoli, e analizzando le esigenze energetiche delle utenze, *MARKAL* (il cui nome deriva da *MARKet ALlocation*) si propone di ricercare un sistema ottimo sulla base del criterio di minimizzazione di un'opportuna funzione di costo complessiva. Minimo costo del sistema significa massimo profitto per venditori di beni e servizi, obiettivo di ogni mercato.

Alla luce di quanto illustrato, appare chiaro come i modelli *MARKAL* siano caratterizzati da un numero estremamente elevato di variabili spesso altamente eterogenee, e come gli obiettivi che tali software si pongono siano particolarmente ambiziosi: si tratta infatti di un'ottimizzazione di *sintesi* di un sistema estremamente complesso.

Lo scopo di questo lavoro è quindi quello di sviluppare la conoscenza delle problematiche appena illustrate relative allo sviluppo armonico di sistemi energetici ad alto livello di penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti, nella fattispecie eolico e fotovoltaico, analizzando dapprima gli elementi di criticità, per poi cercare di fornire degli strumenti adeguati ad affrontare una efficiente pianificazione di un sistema di questo tipo.

Per fare questo, è stata concentrata l'attenzione in particolar modo sul settore della produzione di energia elettrica, essenzialmente per i seguenti motivi:

- nell'ottica di una visione integrata, il sistema elettrico tende comunque ad avere un ruolo centrale: si pensi al già citato tema della cogenerazione o della possibilità di sfruttare, tramite accumulo, anche nei trasporti l'energia elettrica immessa in rete
- lo sfruttamento dell'energia del vento e del sole (ad esclusione degli utilizzi termici di quest'ultimo) viene attuato per la produzione di energia elettrica

Per quanto riguarda gli strumenti software, l'attenzione è ricaduta sul tool *EnergyPLAN*, del quale viene fornita una descrizione dettagliata nel seguito del lavoro. La scelta dell'utilizzo di tale software è stata dettata da diversi fattori:

- Semplicità d'uso: *EnergyPLAN* è sicuramente un modello molto meno complesso dei software *MARKAL*. Se da un lato questo comporta potenzialità inferiori, dall'altro si ha il vantaggio di avere tempi di apprendimento delle funzioni base relativamente brevi
- Nonostante la semplicità, il software si presta alle analisi di tipo integrato descritte, in quanto prevede la possibilità di prendere in considerazione tutti e tre i settori energetici di interesse

- Il software nasce proprio con l'intento di analizzare sistemi ad alta penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti: sono diverse le pubblicazioni, citate nel seguito, in cui si fa uso di tale strumento
- Il programma non prevede possibilità di *sintesi* di un sistema ex novo, ma solo *l'analisi* di un sistema esistente. Questo può essere visto come un limite, ma al tempo stesso come una maggiore possibilità di partecipazione da parte dell'utente nel creare una struttura di base su cui poi svolgere analisi di sensitività relativamente ai parametri ritenuti più importanti
- Il software è gratuitamente scaricabile dal web

Inoltre, come *MARKAL*, anche *EnergyPLAN* si presta ad essere utilizzato a livelli di scala del sistema ben differenti:

- Ottimizzazione economica e/o tecnica di singoli impianti energetici o virtualmente aggregati (stabilimento industriale, consorzio residenziale, *virtual power plants*...)
- Pianificazione energetica ed ambientale su scala locale (Piano Energetico Regionale, analisi di singole macroregioni soggette a vincoli sui transiti di potenza nella rete di trasmissione...)
- Analisi mediante scenario di sistemi energetici su scala nazionale

per cui lo studio della logica di funzionamento del programma ed il suo utilizzo rappresentano un *know-how* utilizzabile in svariati ambiti di progettazione ed analisi energetica.

E' stata quindi effettuata in principio una analisi dell'attuale stato di penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti nel sistema elettrico italiano ed europeo, con particolare attenzione ai Paesi in cui tale penetrazione è maggiore (*Capitolo 1*).

Dopo aver constatato la maggiore potenzialità della tecnologia eolica rispetto a quella fotovoltaica, si è quindi proceduto con un'analisi più approfondita, tramite ricerca bibliografica, delle problematiche già emerse e che di sicuro emergeranno al progredire dell'espansione di tale risorsa nel sistema elettrico, sia a livello italiano che europeo, nella fattispecie discutendo le soluzioni adottate o proposte in Stati che già ora sfruttano in maniera significativa tale risorsa: Germania e Danimarca (*Capitolo 2*).

Nella seconda parte del lavoro viene quindi presentato un possibile strumento per l'analisi di

scenari di evoluzione dei sistemi energetici complessi, il software *EnergyPLAN*, in cui è stato implementato un modello che riproduce lo stato attuale del sistema energetico italiano, tale da poter essere utilizzato come punto di partenza per successive analisi di scenari di vario tipo, riguardanti l'implementazione e lo sviluppo di nuove tecnologie in ciascuno dei tre settori energetici (elettrico, termico e dei trasporti), sia dal lato della produzione che dal lato della domanda (*Capitolo 3*).

Infine, partendo dal modello creato vengono proposte a scopo esemplificativo le analisi di alcuni scenari in cui le problematiche relative all'utilizzo intensivo delle fonti rinnovabili giocano un ruolo particolarmente importante (*Capitolo 4*).

Capitolo 1

Penetrazione delle fonti di energia rinnovabili nel mercato dell'energia elettrica

1.1 La situazione attuale nel mercato elettrico italiano

Nonostante la sempre crescente attenzione che viene data alle problematiche relative alle questioni energetiche legate sia alla disponibilità di fonti fossili, sia a questioni più strettamente ambientali quali inquinamento e produzione di gas serra, le fonti di energia rinnovabili mantengono un ruolo ancora marginale nel mixing energetico italiano per la produzione di energia elettrica. A questo proposito, si analizzino i dati tratti dai rapporti annuali di Terna, il gestore della rete di trasmissione nazionale, reperibili online.

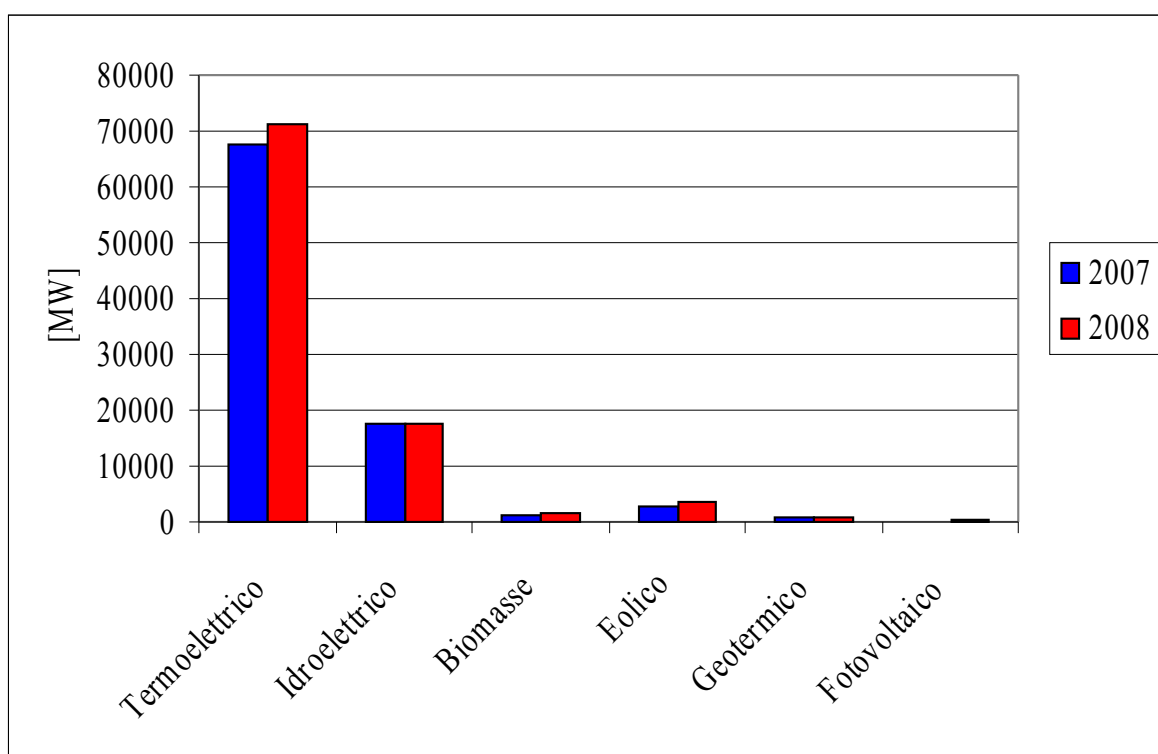


Grafico 1.1: Potenza efficiente netta installata in Italia

Per “potenza efficiente netta” di un impianto, si intende la massima potenza elettrica possibile

per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali, al netto della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e dalle perdite nei trasformatori di centrale.

Come si nota dal grafico, il peso relativo degli impianti di produzione da fonte di energia rinnovabile (FER), è ben modesto. Non tragga in inganno la quota relativa all'idroelettrico, in quanto, come si può vedere dal grafico successivo, la maggior parte della potenza è quella fornita dai grandi impianti, di potenza superiore ai 10 MW.

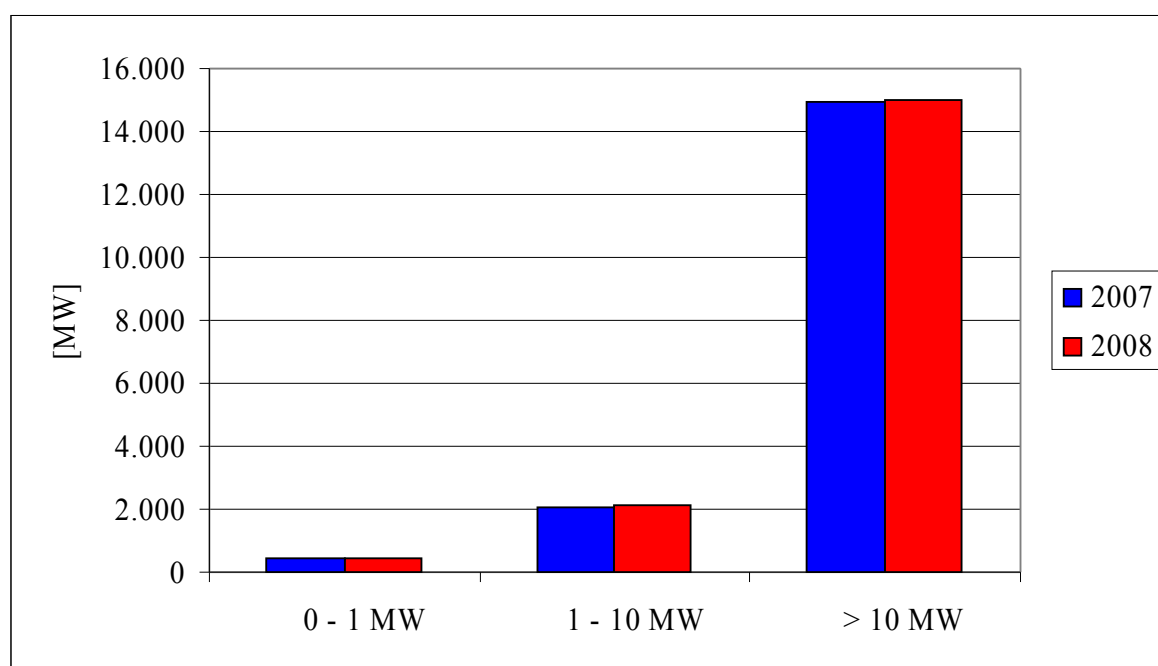


Grafico 1.2: Potenza idroelettrica installata in Italia per taglia degli impianti

Nella successiva figura, invece, i valori relativi alle altre FER. In particolare, è interessante notare la forte espansione, in termini di potenza installata, che vi è stata nel corso degli ultimi anni per quello che riguarda le cosiddette “nuove rinnovabili”, ovvero eolico e fotovoltaico: una crescita, rispettivamente, del 30,3% e del 397,4%, passando da 203 a 242 impianti per l'eolico, e da 7647 a 32018 impianti per il fotovoltaico (sono inclusi gli impianti in “Conto Energia” gestito dal Gestore dei Servizi Elettrici GSE).

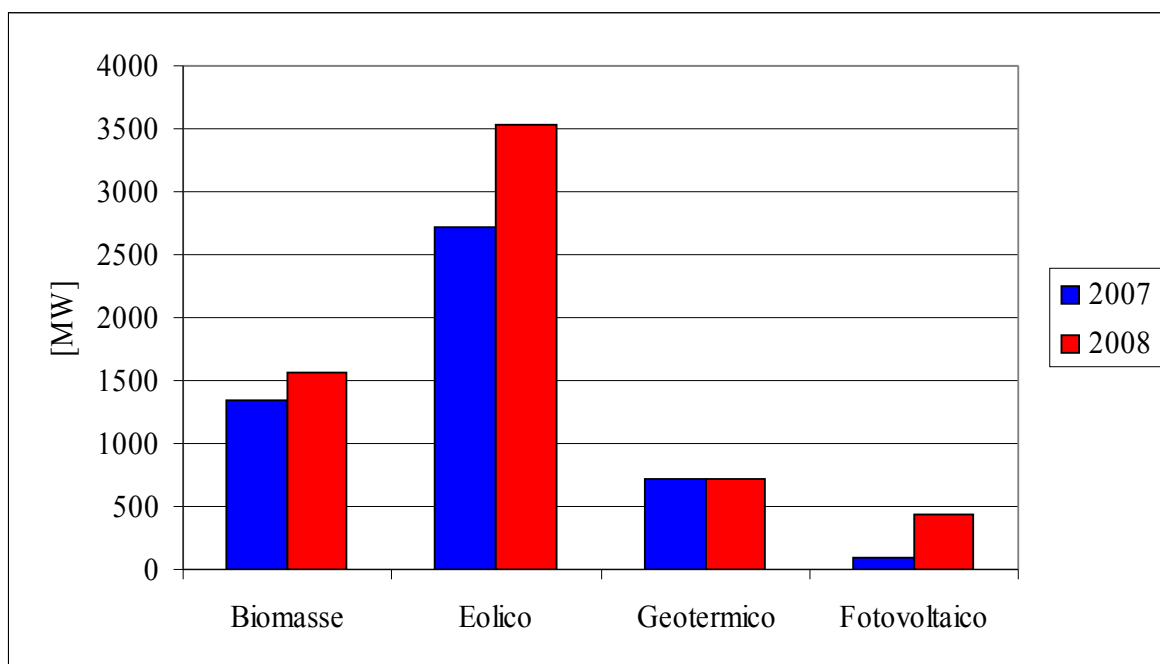


Grafico 1.3: Potenza da FER diverse dall'idroelettrico

E' immediato notare come, nonostante la forte espansione, il contributo del fotovoltaico in termini assoluti sia del tutto modesto.

Si riportano ora grafici analoghi, ma relativi alla produzione netta di energia.

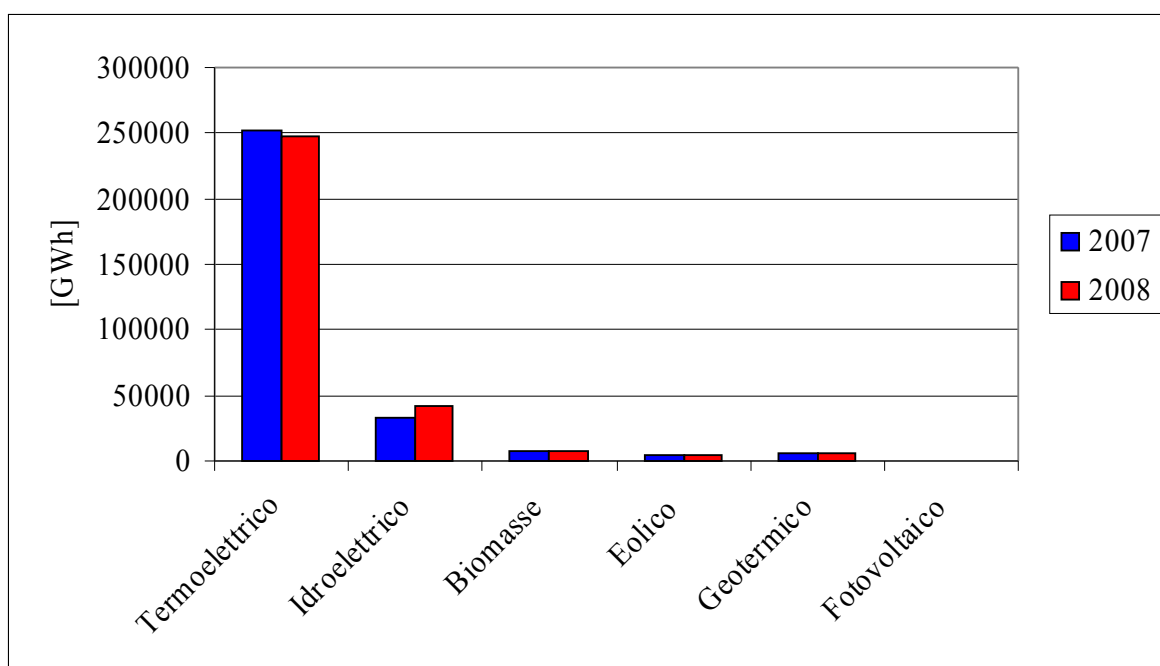


Grafico 1.4: Produzione netta di energia elettrica in Italia

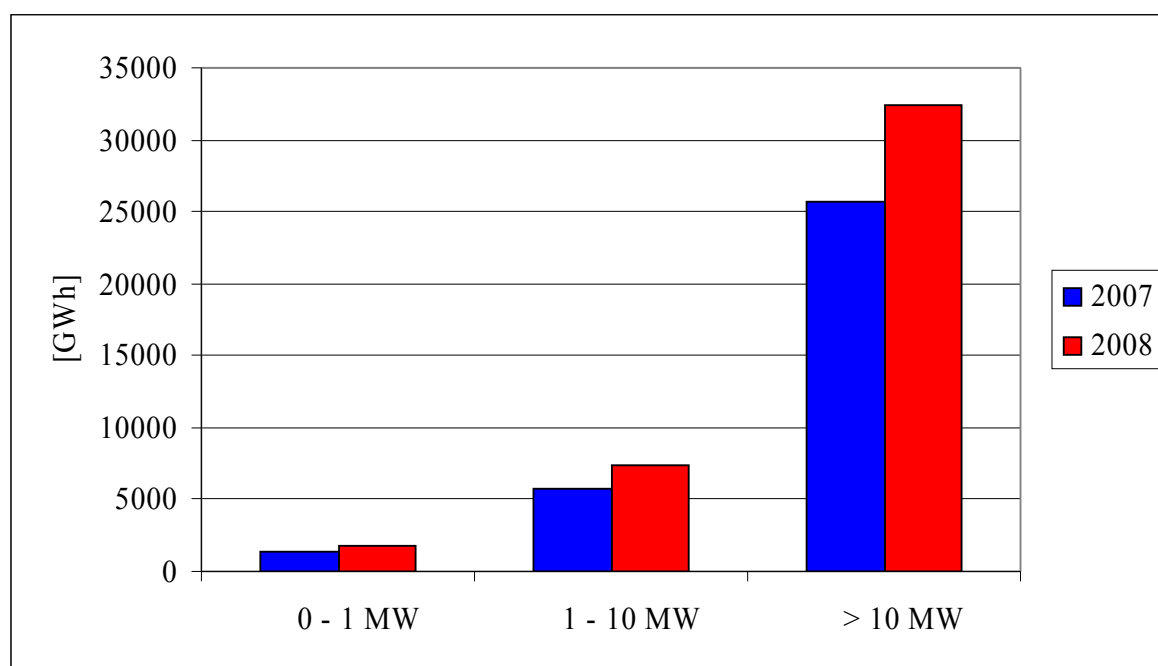


Grafico 1.5: Energia prodotta da idroelettrico per taglia degli impianti

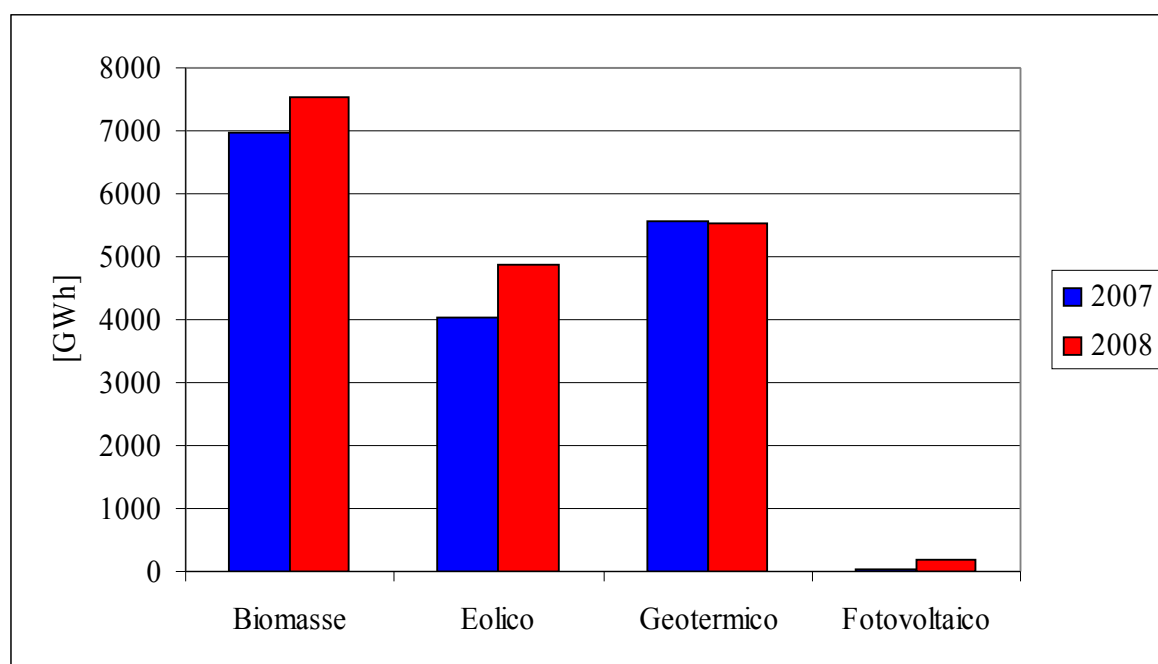


Grafico 1.6: Energia elettrica prodotta da FER diverse dall'idroelettrico

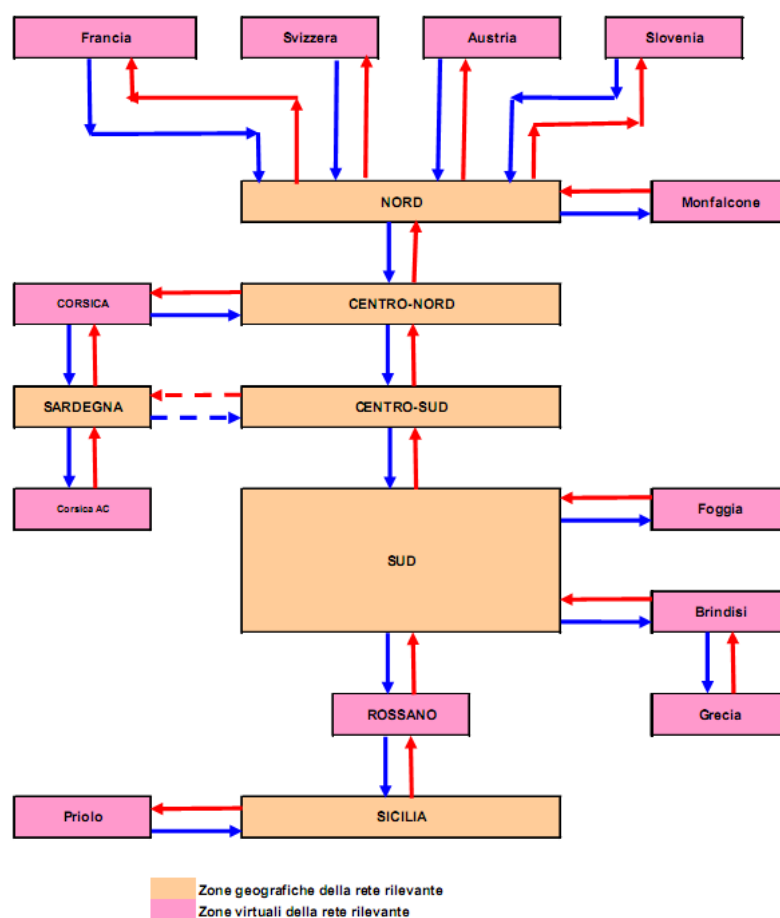
Si osservi come, anche in termini di energia prodotta, la situazione sia del tutto analoga a quanto emerge dai grafici relativi alla potenza installata: il contributo delle FER alla copertura

del fabbisogno di energia elettrica italiano è ancora poco significativo. In termini percentuali, l'energia prodotta da FER è passata dal 16,7% del 2007 al 19,8% del 2008, ma se ci si riferisce al solo contributo delle nuove rinnovabili, tali valori scendono rispettivamente all'1,4% e all'1,7%.

Riassumendo, in termini assoluti, per il 2008, si parla di 4861 GWh prodotti da 3538 MW di potenza installata per quanto riguarda l'eolico, e di 193 GWh provenienti da 432 MW per quanto riguarda il fotovoltaico.

Si riportano adesso i dati di potenza ed energia, relativi al 2008, per le varie zone in cui è suddiviso il territorio italiano, ovvero quelle sezioni della rete elettrica per la quale esistono, per ragioni di sicurezza del sistema, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Le zone sono definite da Terna S.p.A. ed approvate dall'AEEG. Si identificano diverse tipologie di zone:

- *Zona Geografica*. Zona rappresentativa di una porzione della rete nazionale. Le zone geografiche sono Nord (NORD), Centro Nord (CNOR), Centro Sud (CSUD), Sud (SUD), Sicilia (SICI), Sardegna (SARD).
- *Zona Virtuale nazionale*. Polo di produzione limitato. Include Monfalcone (MFTV), Rossano (ROSN), Brindisi (BRNN), Priolo (PRGP), Foggia (FOGN). *Zona Virtuale estera*. Punto di interconnessione con l'estero. Include Francia (FRAN), Svizzera (SVIZ), Austria (AUST), Slovenia (SLOV), Corsica (CORS), Corsica AC (COAC), Grecia (GREC).
- *Zona di mercato*. Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali, tale che i flussi di transito tra le zone stesse sono inferiori ai limiti di transito comunicati da Terna S.p.A.. Tale aggregazione è definita su base oraria per effetto della risoluzione del *Mercato del Giorno Prima MGP* e del *Mercato d'Aggiustamento MA*. In una stessa ora zone di mercato diverse possono avere prezzi zionali non diversi.



Il collegamento Sardegna - Centro Sud risulterà attivo con l'entrata in servizio del cavo a 380 kV in corrente continua

Figura 1.1: Topologia di interconnessione tra le zone

I dati presentati, in particolare, si riferiscono a questa ripartizione delle Regioni:

- *Nord*: Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Liguria, Emilia Romagna
- *Centro Nord*: Toscana, Umbria, Marche
- *Centro Sud*: Lazio, Abruzzo, Molise
- *Sud*: Campania, Puglia, Basilicata, Calabria

Da notare come, invece, dal 2009 la Campania sia considerata facente parte della zona “Centro Sud” ed il Molise della zona “Sud”.

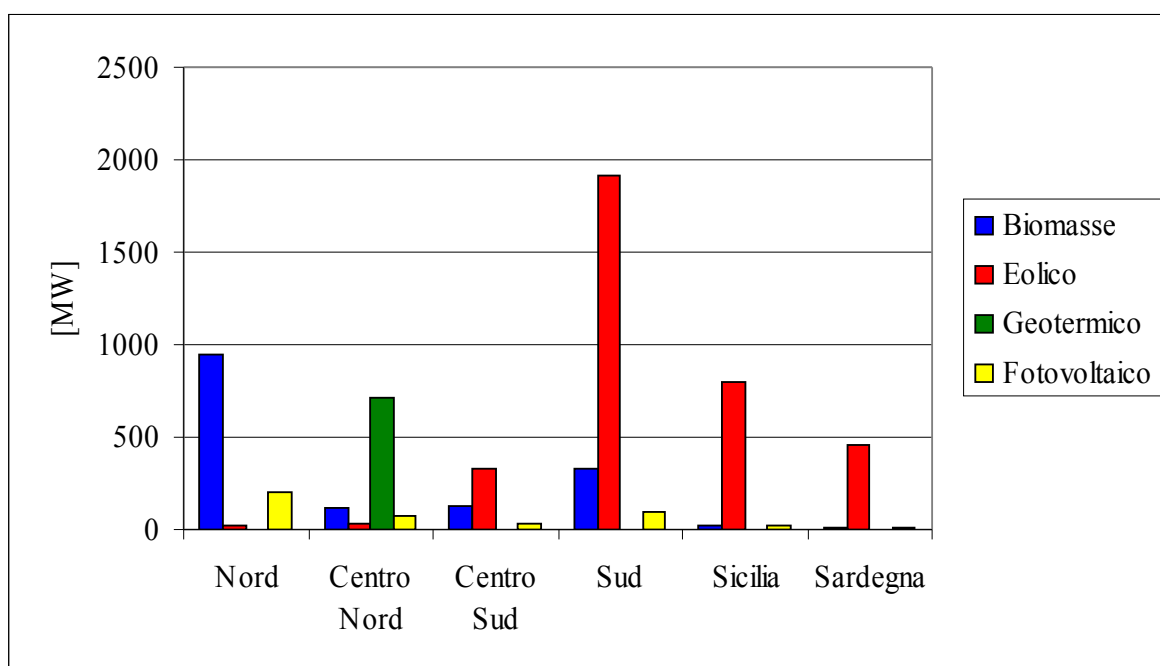
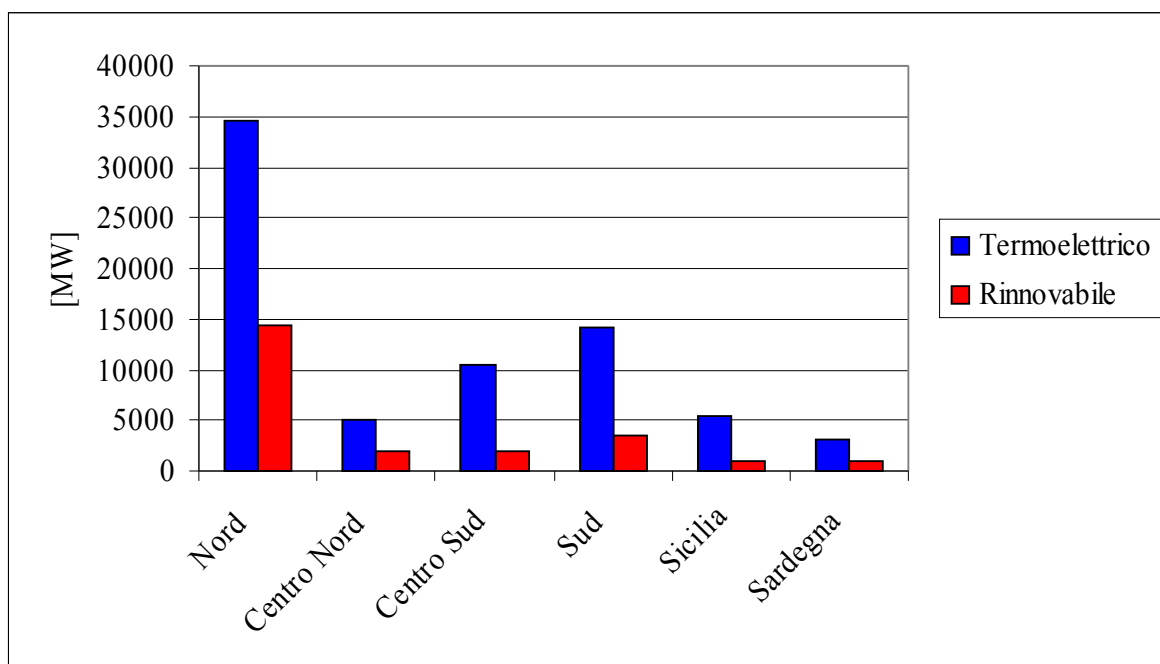


Grafico 1.8: Potenza da FER diverse dall'idroelettrico nelle diverse zone

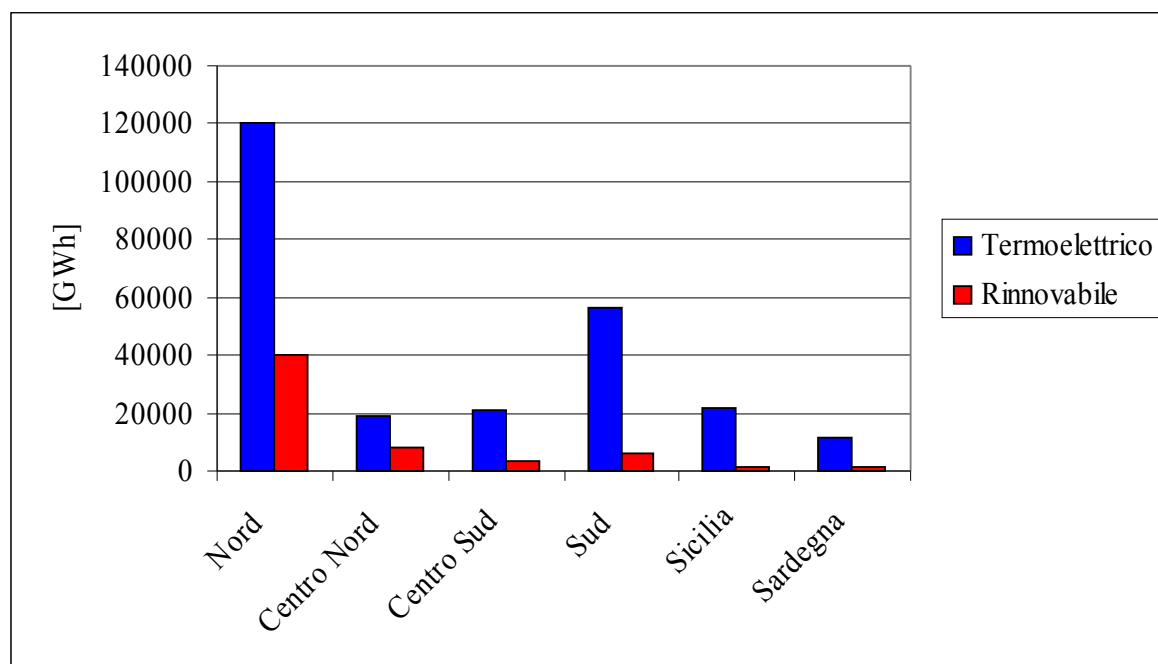


Grafico 1.9: Energia elettrica prodotta nelle varie zone

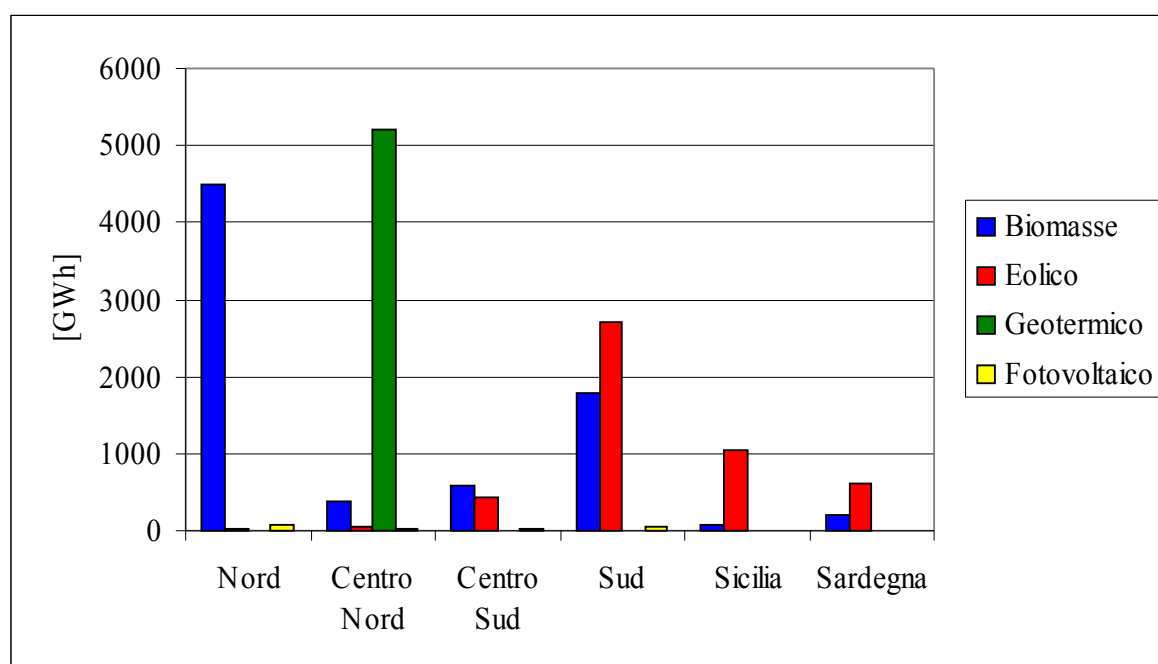


Grafico 1.10: Energia elettrica prodotta da FER diverse dall'idroelettrico nelle varie zone

E' da notare come al Nord il contributo delle FER sia in larga parte attribuibile all'idroelettrico: dei circa 40000 GWh prodotti, soltanto circa 5000 sono prodotti da FER diverse dall'idroelettrico, in massima parte biomasse. Al Centro Nord, si noti invece come sia preponderante la produzione geotermoelettrica, e come nelle restanti Regioni sia invece significativa, almeno in termini relativi verso le altre FER, la quota imputabile alla risorsa eolica.

Si riporta ora un primo indice che è possibile calcolare, seppure in forma approssimata, sulla base dei dati appena presentati, ovvero le ore equivalenti di funzionamento h_{eq} , per gli impianti di tipo eolico e fotovoltaico, così definite:

$$h_{eq} = \frac{E_{prod}(MWh)}{P_{inst}(MW)}$$

dove con E_{prod} si indica l'energia prodotta da un dato gruppo di impianti nell'anno di riferimento, e con P_{inst} la potenza nominale di tali impianti. L'approssimazione deriva dall'aver utilizzato come valore della potenza installata la media aritmetica tra potenza disponibile a fine 2007 e fine 2008. Questi i risultati:

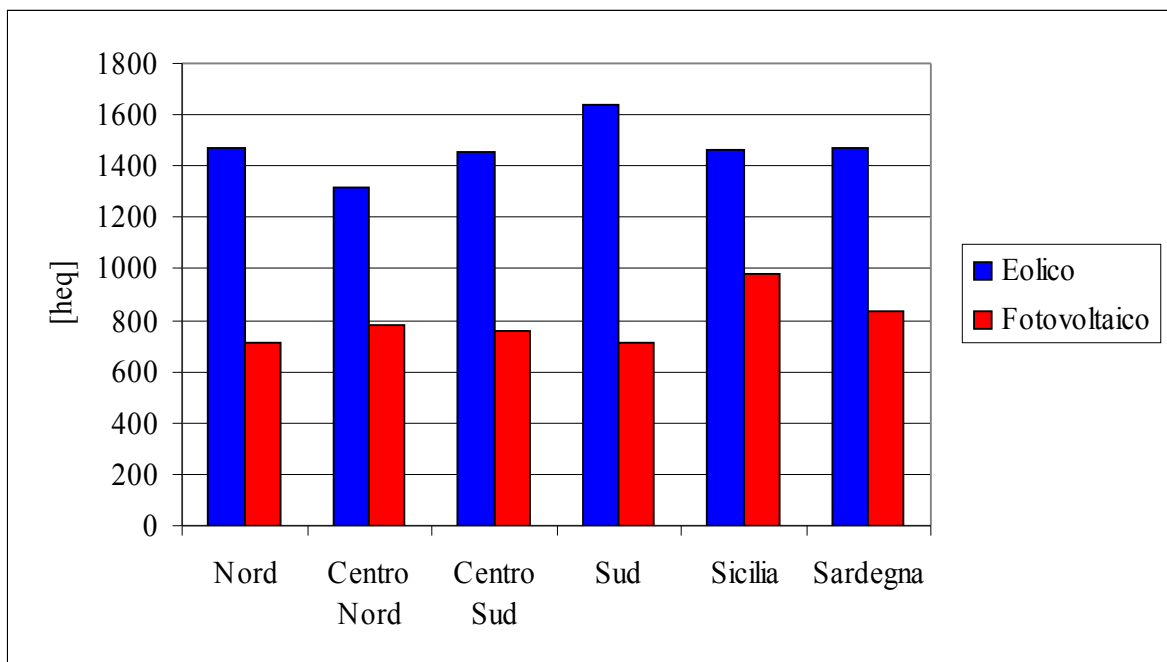


Grafico 1.11: Ore equivalenti di funzionamento per impianti da fonte rinnovabile non programmabile

Al di là dei valori effettivi che, come detto, possono risentire dell'approssimazione introdotta, è comunque innegabile il basso valore di tale parametro, soprattutto se confrontato con i valori tipici di impianti da fonte fossile, che possono raggiungere le 8000 ore equivalenti annue di funzionamento. E' questo un primo segnale a riguardo delle problematiche relative alla intermittenza di funzionamento di tali impianti, che verranno affrontate con maggiore dettaglio nel seguito del lavoro.

1.2 La situazione europea

Si riportano ora i valori significativi per l'analisi della penetrazione delle FER a livello europeo. I dati sono quelli resi disponibili da Enerdata, riferiti al 2007. In particolare, si concentra l'attenzione su Germania e Danimarca, ai primi due posti per la produzione di energia da fonte eolica. I valori riportati sono quelli di potenza e produzione lorda, ovvero non decurtata dei consumi dei vari servizi ausiliari. Si presti attenzione al fatto che nel termoelettrico viene conteggiato anche il contributo delle biomasse.

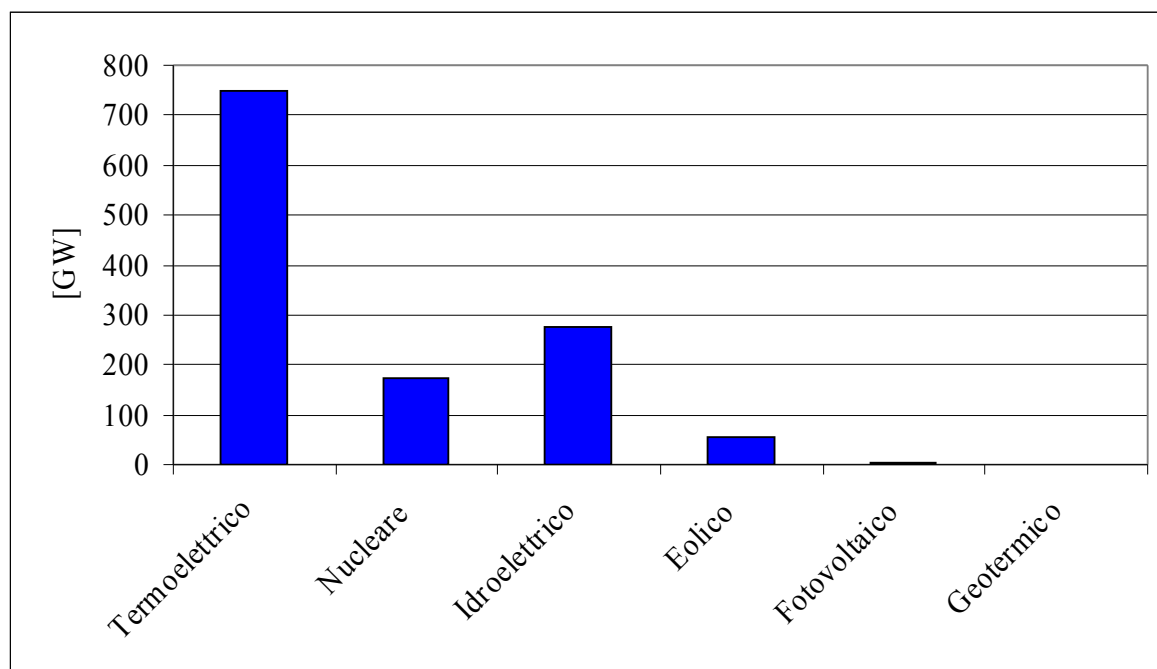


Grafico 1.12: Potenza efficiente lorda installata in Europa a fine 2007

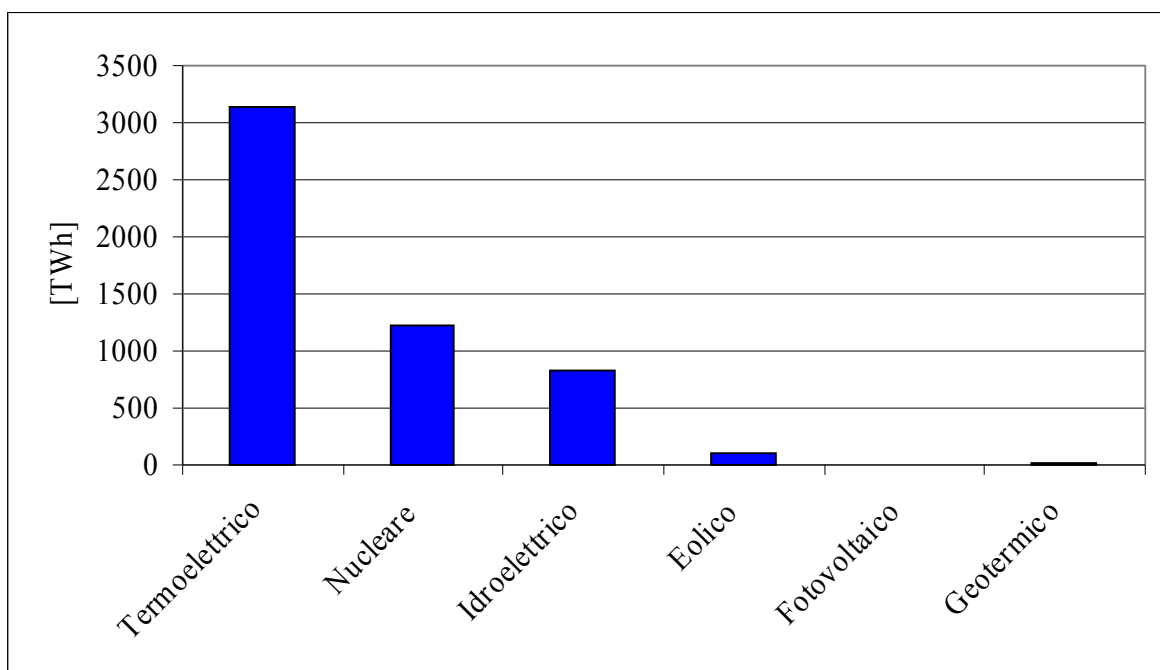


Grafico 1.13: Energia elettrica prodotta in Europa nel 2007

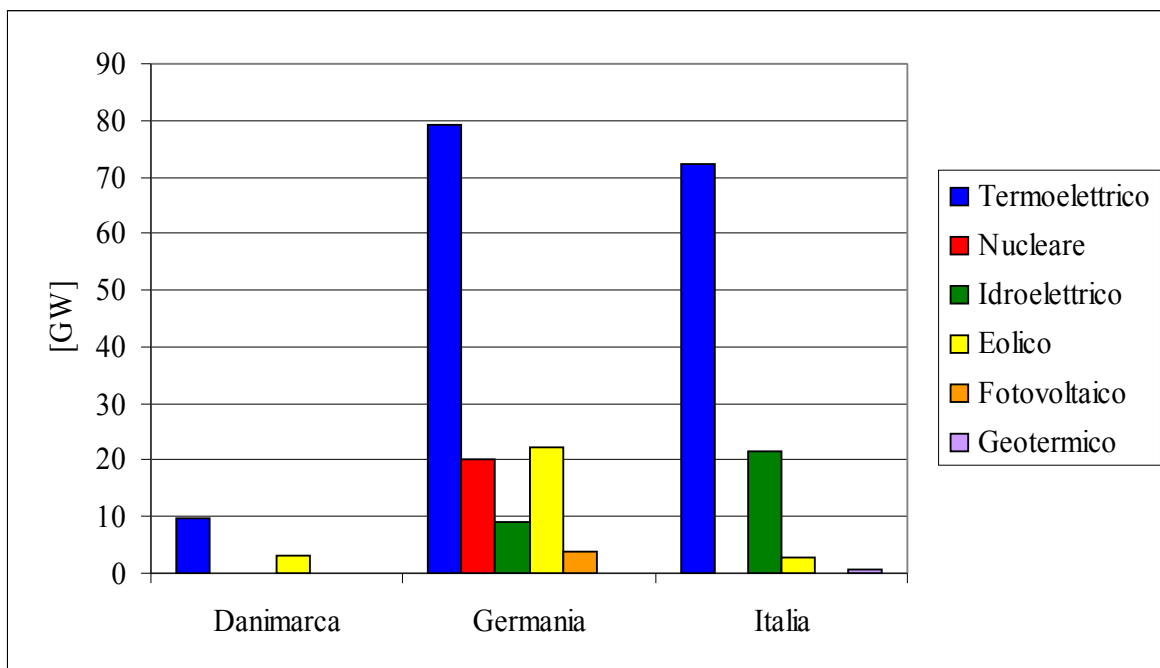


Grafico 1.14: Confronto tra potenza installata nei vari Paesi

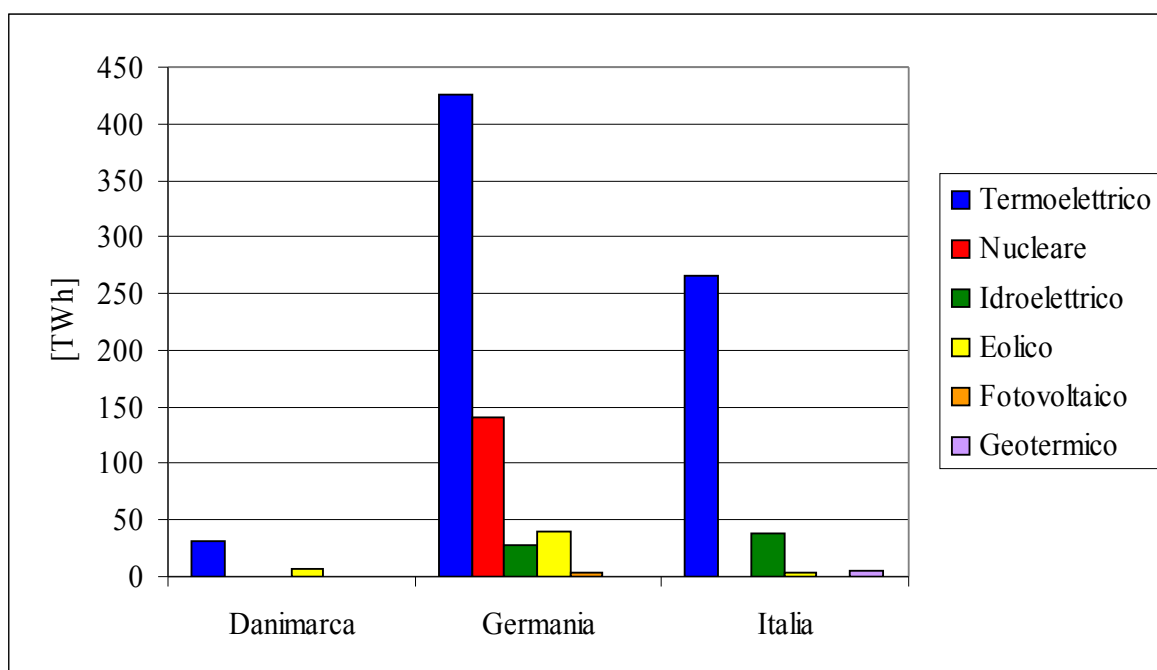


Grafico 1.15: Confronto tra energia prodotta nei vari Paesi

Più interessanti dei grafici che riportano valori assoluti, sono i dati relativi al rapporto, in termini di energia prodotta e di potenza installata, tra il contributo eolico e fotovoltaico ed i totali, ancora riferendoci ai dati del 2007:

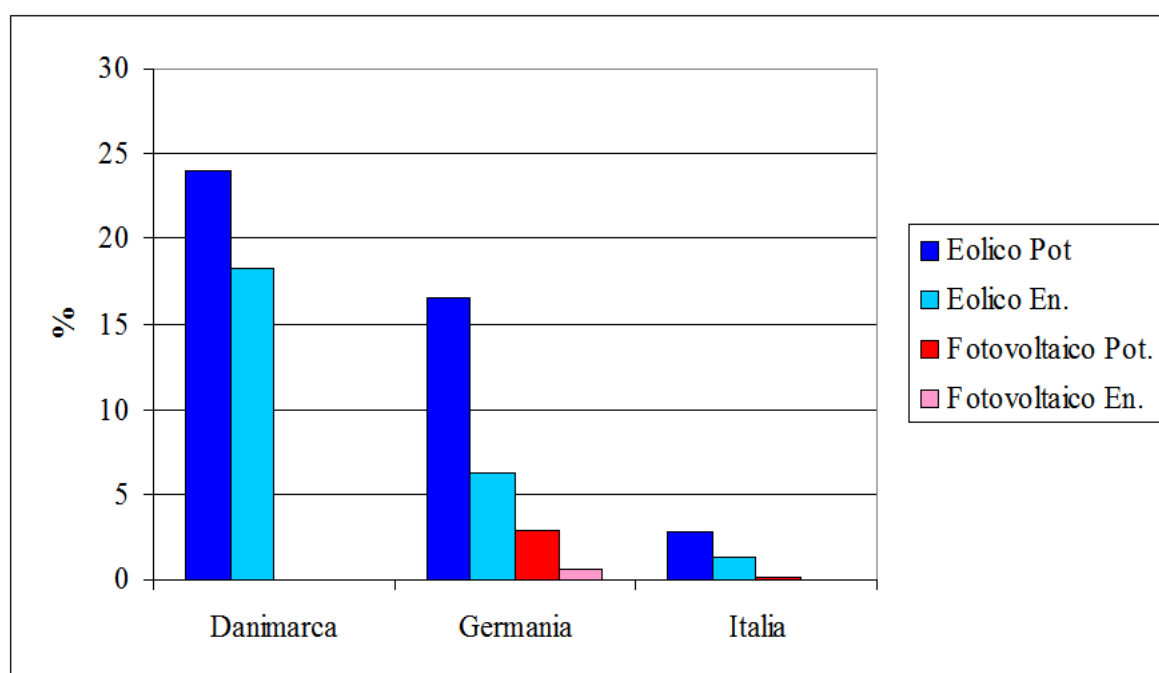


Grafico 1.16: Penetrazione della risorsa eolica e fotovoltaica

Per quanto riguarda l'eolico, si parla quindi (a fine 2007) di 7,2 TWh prodotti da 3.125 MW nel caso della Danimarca, e di 39,5 TWh prodotti da una potenza installata pari a 22.247 MW per quanto riguarda la Germania. Questi, riassumendo, i valori significativi:

	<i>Italia</i>	<i>Danimarca</i>	<i>Germania</i>
<i>Potenza totale netta installata [MW]</i>	95.027	13.028	134.593
<i>Energia totale prodotta [Twh]</i>	308	39,2	636,4
<i>Potenza eolica [MW]</i>	3.538	3.125	22.247
<i>(% su tot)</i>	(3,7%)	(24,0%)	(16,5%)
<i>Energia da eolico [TWh]</i>	4,9	7,2	39,5
<i>(% su tot)</i>	(1,6%)	(18,4%)	(6,2%)

Tabella 1.1: Dati riassuntivi sulla risorsa eolica – confronto tra Paesi

	<i>Zona Sud</i>	<i>Sicilia</i>	<i>Sardegna</i>
<i>Potenza totale netta installata [MW]</i>	17.706	6.332	4.000
<i>Energia totale prodotta [TWh]</i>	61,9	22,9	13,0
<i>Potenza eolica [MW]</i>	1.915	795	453
<i>(% su tot)</i>	(10,8%)	(12,5%)	(11,3%)
<i>Energia da eolico [TWh]</i>	2,7	1,0	0,6
<i>(% su tot)</i>	(4,4%)	(4,6%)	(4,7%)

Tabella 1.2: Dati riassuntivi sulla risorsa eolica per le zone del sistema elettrico a maggiore penetrazione

Dato l'alto livello di penetrazione della risorsa eolica nei due Paesi europei considerati, appare quindi importante, nel seguito del lavoro, analizzare maggiormente le strategie attuate nel passato in questi Stati, e quelle in programma per il futuro, per favorire l'espansione di tale tipo di risorsa, nonostante le problematiche ad essa connesse.

Capitolo 2

Problematiche relative allo sviluppo delle FER non programmabili

2.1 Criticità relative alle fonti rinnovabili non programmabili in relazione al sistema elettrico italiano

Dato quindi lo scarso livello di penetrazione delle risorse rinnovabili cosiddette “*non programmabili*”, quali appunto sono fotovoltaico e soprattutto eolico, per la forte aleatorietà della disponibilità, appare quanto meno preoccupante quanto emerge dal documento per la consultazione redatto dalla Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, dal titolo: “*Orientamenti per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili*” del 27 luglio 2009 [3].

Tale documento, infatti, illustra come già allo stato attuale siano emerse criticità legate alla problematiche di intermittenza prima citate, in particolare per quanto riguarda l'eolico, dato che, come visto, il contributo del fotovoltaico, sia in termini di potenza installata che di energia prodotta, è ancora bel lontano dal poter giocare un ruolo significativo nel mercato elettrico italiano.

La continua crescita di nuove installazioni di impianti eolici, unita a difficoltà di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, ha infatti portato ad un costante ricorso ad azioni di modulazione in riduzione, sia programmate che in tempo reale, nella produzione da impianti da fonti rinnovabili non programmabili e in particolare da eolico.

Dal punto di vista tecnico, gli aspetti più importanti del quadro regolatore vigente per quanto riguarda l'accesso al sistema elettrico per la produzione rinnovabile sono i seguenti:

- la garanzia della *priorità di dispacciamento* (a parità di prezzo offerto) nei mercati dell'energia elettrica per le unità di produzione da fonti rinnovabili (in particolare, non programmabili)
- tale priorità di dispacciamento deve essere attuata garantendo, al contempo, la

sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale e, in talune circostanze, ad esempio in condizioni di emergenza, a sola salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale o di porzioni del medesimo, può essere limitata transitoriamente la produzione di energia elettrica anche da fonti rinnovabili

- la non abilitazione alla fornitura di risorse nel *mercato per il servizio di dispacciamento (MSD)* per le fonti rinnovabili non programmabili. In particolare le disposizioni del codice di rete escludono le unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili dalla contribuzione alla regolazione primaria della frequenza, dall'abilitazione alla fornitura delle risorse per la risoluzione delle congestioni in sede di programmazione, dall'abilitazione alla fornitura delle risorse ai fini della riserva terziaria di potenza, dall'abilitazione alla fornitura delle risorse per il servizio di bilanciamento

Dal punto di vista della gestione in sicurezza del sistema elettrico, la presenza di impianti da fonte non programmabile comporta quindi innanzitutto la necessità di predisporre di *margini di riserva* (primaria, secondaria, terziaria) incrementati rispetto al caso in cui tali impianti non fossero presenti. Inoltre, data la priorità di dispacciamento, in fase di previsione occorre ipotizzare che tali unità siano programmate in immissione, riducendo ovviamente la quota di carico coperta da unità di produzione convenzionali: ciò può essere molto problematico qualora si abbia a che fare con un parco di produzione piuttosto rigido in termini di modulazione, o di spegnimento e riavviamento.

Nel caso specifico dell'Italia, tali problematiche sono state riscontrate dal Gestore di Rete in particolar modo in Sicilia e Sardegna, regioni caratterizzate al contempo da situazioni di rigidità del tipo illustrato e da un livello di penetrazione dell'eolico piuttosto cospicuo (vedi Capitolo 1, Grafici 1.7-1.10). Queste, più nel dettaglio, le criticità riscontrate e riportate in [3]:

- scarsa capacità di scambio di energia elettrica con altre zone a cui le medesime sono interconnesse
- presenza di impianti di produzione alimentati da fonti convenzionali a cui è conferito un certo grado di priorità di dispacciamento (ad es. unità di produzione Cip 6 da fonti *non rinnovabili*)
- scarsa flessibilità del parco termoelettrico con limitate possibilità di spegnimento di

tali impianti nelle ore notturne e riaccensione degli stessi in previsione della copertura della rampa di carico del mattino

Proprio in base a queste considerazioni, il Gestore di rete italiano ha segnalato all'Autorità l'esigenza di poter disporre della possibilità di modulazione dell'immissione di energia elettrica per gli impianti eolici presenti sul territorio.

In seguito, l'Autorità, con la delibera n° 138/05, e successivamente all'elaborazione da parte del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) dell'Appendice 6 alla norma CEI 11-329 ha provveduto a pubblicare un documento di consultazione (Atto 23/07 del 5 giugno 2007 - *Orientamenti per la gestione della priorità di dispacciamento relativa ad impianti di produzione da fonti rinnovabili in situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale*) finalizzato a definire il quadro degli obblighi per gli utenti del dispacciamento di unità di produzione da fonte non programmabile (in particolare da fonte eolica), sia per quanto riguarda la gestione ordinaria dell'interazione tra impianti di produzione da fonte eolica e rete elettrica, sia per quanto riguarda la gestione straordinaria di tale interazione.

In particolare, nell'analisi del CEI, sono stati definiti dei parametri per analizzare le zone particolarmente critiche secondo quanto finora esposto:

- rapporto tra la potenza eolica installata e il fabbisogno minimo notturno K_{fabb}
- rapporto tra la potenza eolica installata e la capacità massima di trasporto tra le aree K_{cap}

Nelle tabelle, i dati riassuntivi, per lo scenario attuale e a breve termine.

Regione	Zona di analisi	In servizio (MW)	Fabbisogno minimo notturno (MW)	Livello di penetrazione [K _{fabb}] (%)	Capacità massima di trasporto tra le aree (MW)	Capacità di trasporto interarea della produzione eolica [K _{cap}] (%)
Abruzzo	Centro Sud	1.598	8.000	20	Min 1.300 Max 2.000	130% 80%
Umbria						
Lazio						
Molise						
Campania						
Basilicata						
Puglia						
Calabria						
Sicilia	Sicilia	667	1.400	48	600 ⁽¹⁾	111%
Sardegna	Sardegna	370	1.100	33	300	120 %

⁽¹⁾ Con gli apparati di distacco automatico EDA attivi

Tabella 2.1: Livelli di penetrazione nella situazione attuale (2008)

Regione	Zona di analisi	Previsti in servizio (MW)	Fabbisogno minimo notturno ⁽¹⁾ (MW)	Livello di penetrazione [K _{fabb}] (%)	Capacità massima di trasporto (MW)	Capacità di trasporto interarea della produzione eolica [K _{cap}] (%)
Abruzzo	Centro Sud	3.170	8.200	39		
Umbria						
Lazio						
Molise						
Campania						
Basilicata						
Puglia						
Calabria						
Sicilia	Sicilia	1.100	1.450	75	600 ⁽²⁾	180%
Sardegna	Sardegna	650	1.150	56	800 ⁽³⁾	80%

⁽¹⁾ si è considerato un incremento di circa il 2% annuo

⁽²⁾ con gli apparati di distacco automatico EDA attivi.

⁽³⁾ si è considerato in servizio oltre al SACOI il primo polo del SAPEI da 500 MW.

Tabella 2.2: Livello di penetrazione a breve termine (fine 2009)

Per quanto riguarda le note nelle tabelle, il *SACOI* è il collegamento elettrico in corrente continua tra Sardegna e Penisola, passando dalla Corsica, mentre il *SAPEI* è il nuovo

collegamento in progetto, che unirà la Sardegna con la zona Centro Sud.

Questi i servizi di cui i nuovi impianti, e parzialmente anche gli impianti già esistenti, dovranno fornirsi, nelle zone Centro Sud (secondo la ripartizione delle precedenti tabelle), Sicilia e Sardegna, come adeguamento alla norma CEI 11-32:

- *Insensibilità agli abbassamenti di tensione*
- *Regolazione della potenza attiva*
- *Inserimento graduale della potenza immessa in rete*
- *Sistema di controllo della produzione*
- *Sistema di distacco automatico a distanza*
- *Regolazione della potenza reattiva*

Per dare un'idea a livello quantitativo di quali effettivamente siano i livelli di criticità sinora esposti, si riportano i risultati di analisi sviluppate da Terna, in cui si individua, al variare della capacità eolica installata, l'energia non prodotta per effetto delle azioni di modulazione imposte, nelle varie regioni e secondo tre scenari:

- stato attuale del sistema elettrico nazionale (2008)
- stato del sistema elettrico nazionale derivante dall'attuazione degli interventi di sviluppo previsti nel documento Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale nel breve-medio termine (2012)
- stato del sistema elettrico nazionale derivante, oltre che dalla attuazione degli interventi di cui al precedente punto, anche dall'attuazione degli interventi di sviluppo previsti nel documento Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale nel lungo termine (2017)

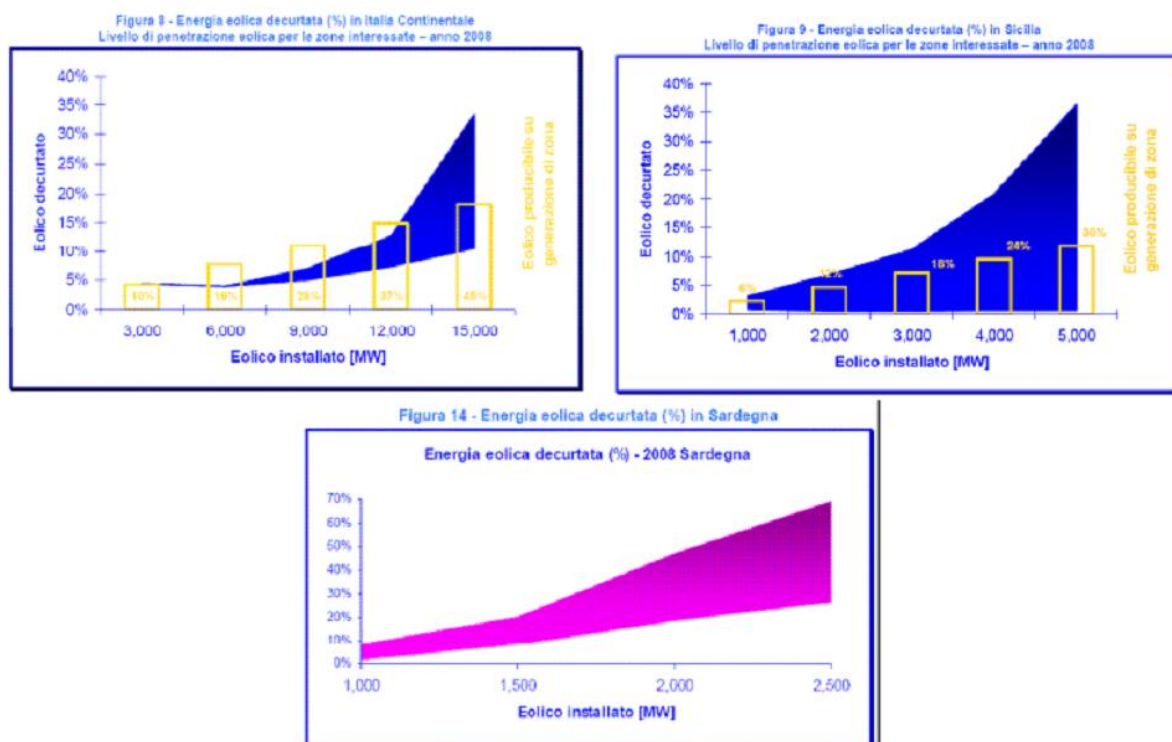


Grafico 2.1: Scenario attuale (2008)

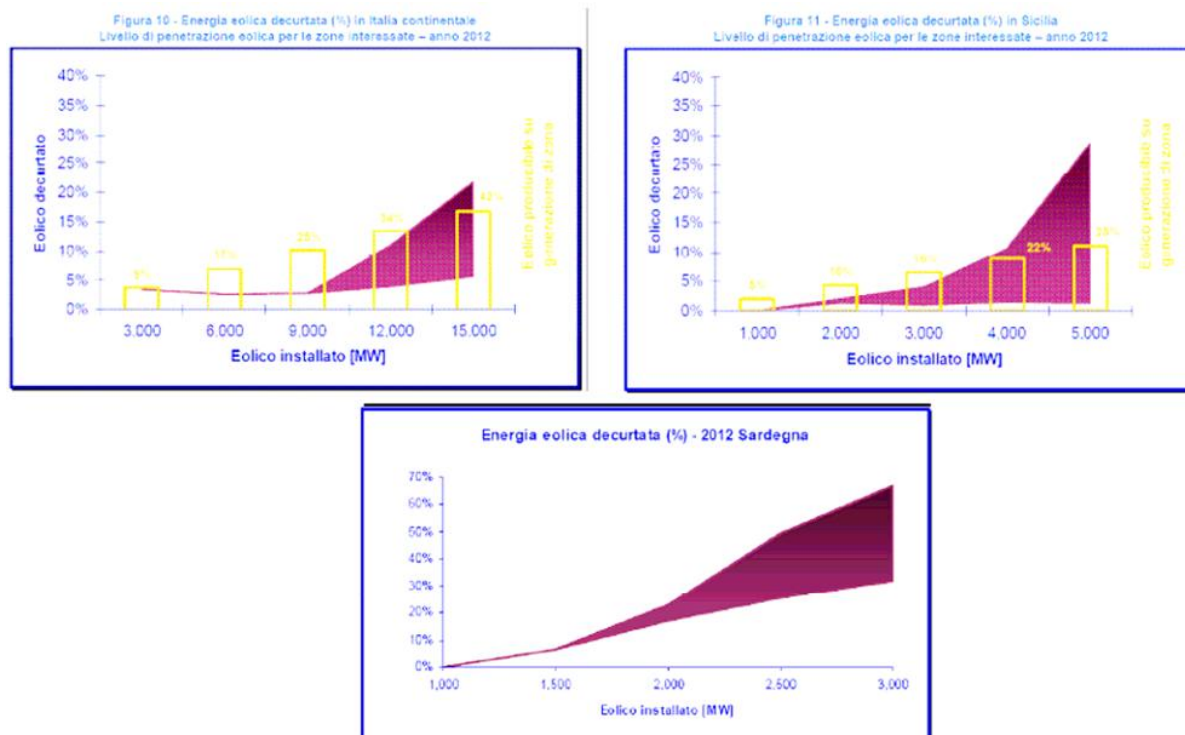


Grafico 2.2: Breve-medio termine (2012)

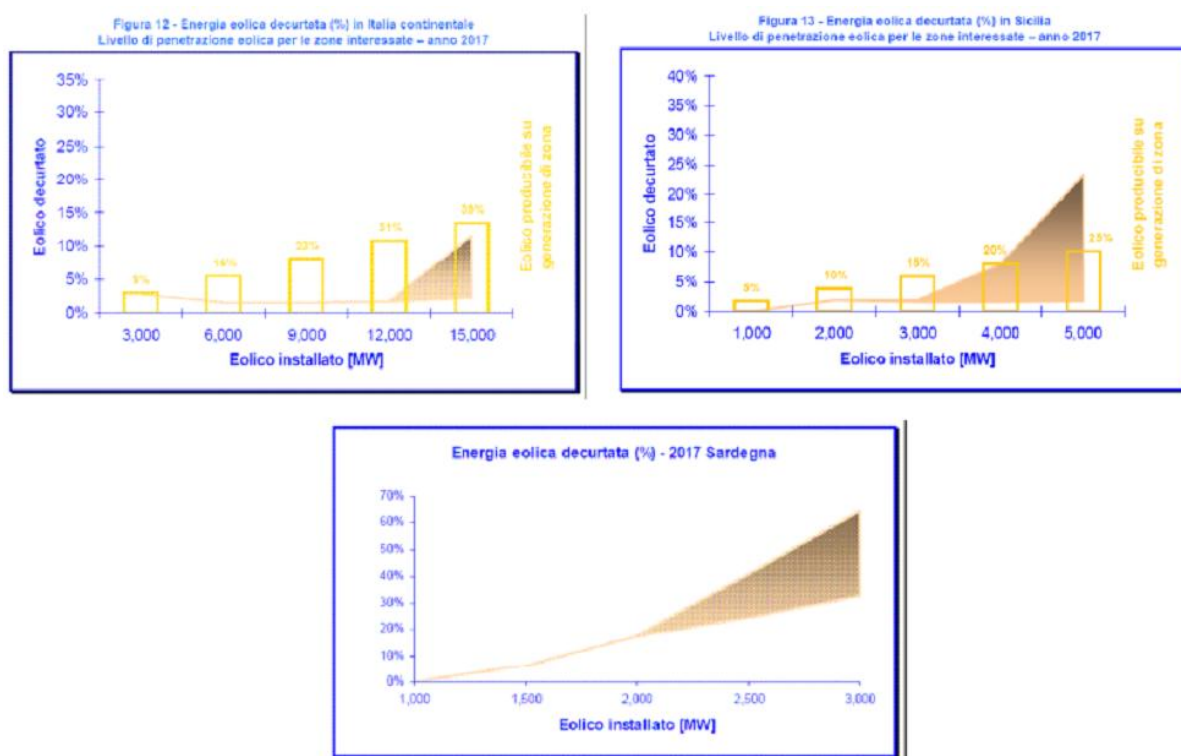


Grafico 2.3: Lungo termine (2017)

Per ciascuno dei tre scenari, sono riportate per le zone (nell'ordine: Centro Sud, Sicilia, Sardegna), le aree che indicano l'energia decurtata, in termini percentuali e, per Centro Sud e Sicilia, la stima della quota di produzione eolica sul totale.

Il limite inferiore delle aree è legato essenzialmente alla necessità di ridurre l'eolico per i sovraccarichi degli elementi di rete mentre la fascia di variabilità rappresenta la necessità di mantenere livelli minimi di produzione dispacciabile per garantire la flessibilità necessaria alla copertura del carico (*peak-off peak*) e i margini di riserva normalmente richiesti per la regolazione a fronte di eventi critici. In conseguenza di queste considerazioni il limite superiore della curva può essere ridotto a fronte di una maggiore capacità di supporto degli impianti eolici in rete mentre quello inferiore costituisce un obiettivo a cui tendere anche e soprattutto mediante la rimozione dei vincoli di scambio fra le aree della rete, in modo da avere una maggiore quantità di generazione convenzionale a supporto di quella eolica.

Per quanto riguarda la situazione attuale, per il 2008 le azioni di modulazione in tempo reale a cui Terna ha dovuto far ricorso hanno comportato una mancata produzione di circa 16 GWh, mentre le limitazioni di produzione programmate hanno comportato una perdita di circa 8

GWh, per un totale di 24 GWh, pari allo 0,5% dell'energia totale prodotta da eolico: un valore ancora assai basso se confrontato con le previsioni dei grafici di cui sopra.

Alla luce di quanto esposto, l'AEEG prevede una serie di possibili interventi, in orizzonti che vanno dal breve al lungo termine, per attenuare o risolvere le criticità esposte. Queste le principali considerazioni:

- una migliore integrazione e coordinazione delle unità di produzione da fonti non programmabili, in particolar modo da eolico, nel sistema elettrico, evitando ad esempio interventi di manutenzione programmata sulle linee della rete di trasporto nei periodi di maggiore ventosità
- potenziamento della rete di trasmissione in particolar modo laddove ciò potrebbe comportare un significativo miglioramento nella gestione della risorsa eolica (ad esempio dorsali tra Andria, Campobasso, Benevento e Montecorvino)
- maggiore affidabilità sulla previsione della potenza da unità non programmabili immessa in rete
- integrazione nel sistema elettrico di sistemi di stoccaggio locali in grado di differire nel tempo l'immissione in rete dell'energia prodotta dagli impianti non programmabili permettendo di fatto un'ottimizzazione nello sfruttamento della rete di trasmissione

Per quanto riguarda il terzo punto, si ritiene interessante fornire alcune informazioni sullo stato attuale di tali modalità previsionali. Il soggetto incaricato dall'AEEG per il miglioramento delle previsioni delle immissioni da parte degli impianti a fonte rinnovabile classificati non programmabili, è il *Gestore dei Servizi Elettrici GSE*. Già nel corso del 2007 è stata avviata una sperimentazione sui meccanismi di previsione discreta delle immissioni, al fine di poter contribuire positivamente alla riduzione degli oneri di bilanciamento. Dal Febbraio 2008, infatti, è in esercizio la previsione 2 volte al giorno per gli impianti eolici rilevanti CIP6 (quelli con potenza superiore o pari ai 10 MVA) e a Ritiro Dedicato (vendere energia in regime di Ritiro dedicato significa demandare al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) il ritiro, cioè l'acquisto, di tutta l'elettricità immessa in rete dall'impianto. Il GSE corrisponde al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato).

Il sistema di previsione sviluppato da GSE si basa su:

- Dettagliata descrizione del terreno (studio della localizzazione della farm eolica)

- Algoritmo a Rete Neurale (addestrato con almeno 1 anno di dati storici)
- Algoritmo di tipo Fisico (con descrizione dettagliata del parco eolico in termini di turbine, localizzazione delle medesime, curve di potenza etc.)
- Modello Meteo WRF (Weather Research and Model)
- Dati storici di produzione e del vento
- Descrizione dettagliata dell'impianto (turbine)

Ad oggi, la precisione delle previsioni è stimato attorno al 70-75% su base oraria.

Si noti, in figura, la grande differenza che vi è nel fare le offerte in borsa con o senza strumenti previsionali. I risultati incoraggianti ottenuti dal GSE sulle previsioni di producibilità da eolico, hanno spinto verso ulteriori sforzi in tal senso, estendendo in futuro sistemi previsionali analoghi anche alla produzione da solare e da idroelettrico ad acqua fluente.

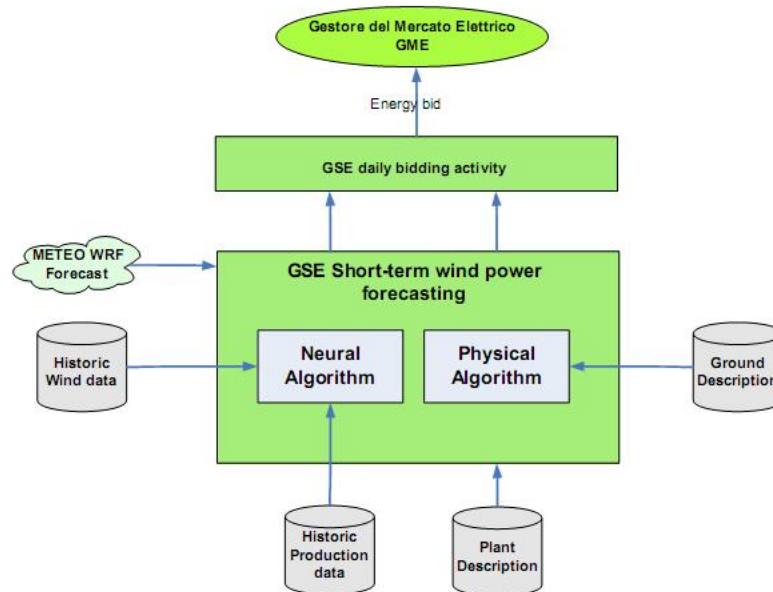


Figura 2.1: Sistema previsionale del GSE

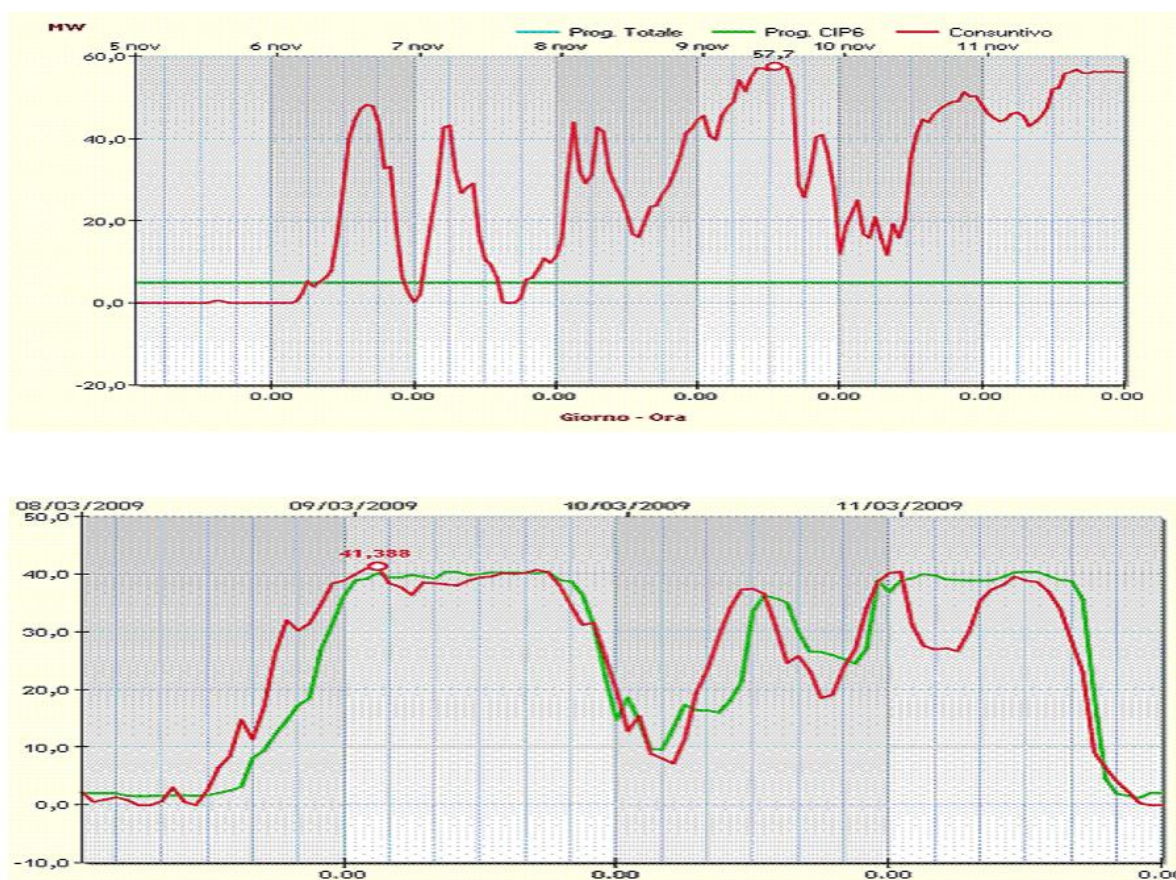


Figura 2.2: Offerta in borsa di potenza da eolico, senza e con strumenti previsionali

2.2 Previsioni dello sviluppo della risorsa eolica in Italia

Nel Piano di Sviluppo 2009 di Terna, vi sono alcuni paragrafi in merito allo sviluppo previsto degli impianti di produzione da fonte eolica in Italia per i prossimi anni. Nella figura, si riportano le richieste, suddivise per Regione, di installazione di nuovi impianti eolici al 31 dicembre 2008:

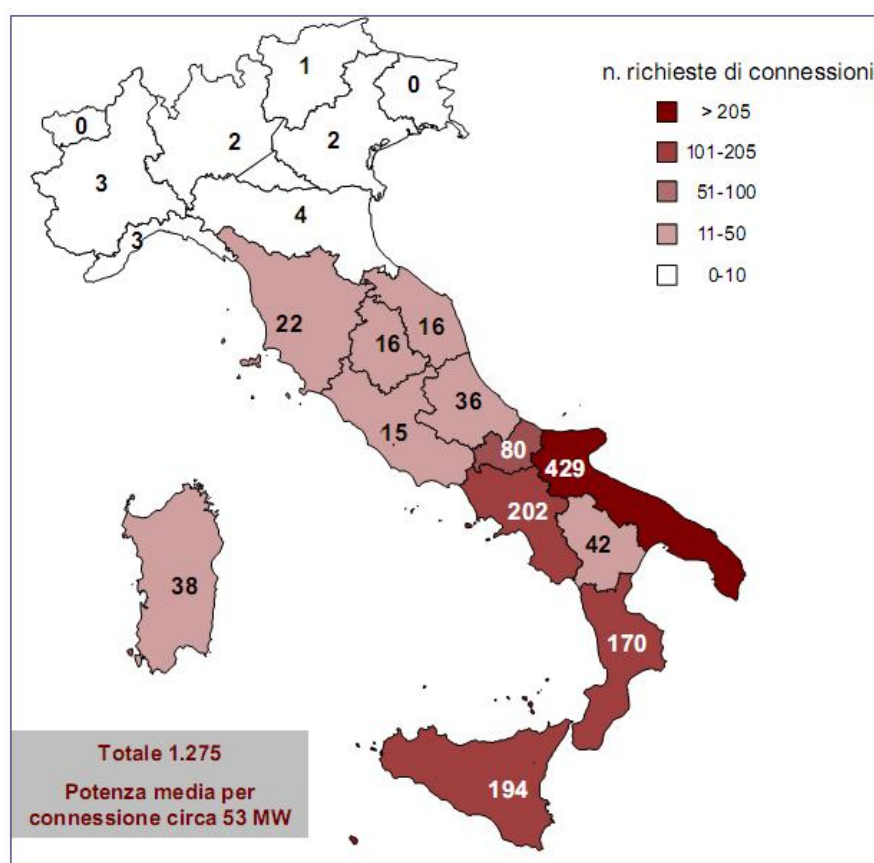


Figura 2.3: Richieste di connessione di impianti eolici al 31 dicembre 2008

Da notare come la distribuzione delle richieste coinvolga essenzialmente le Regioni in cui già ora vi è la maggiore presenza di potenza eolica, in particolare le isole maggiori, la Puglia, la Calabria e la Campania, in linea del resto con quanto emerge dalla mappa della producibilità specifica della fonte eolica sul territorio italiano, tratta dall'Atlante Eolico dell'Italia – Ricerca di Sistema.

In totale le richieste di connessione di impianti eolici alla rete elettrica di trasmissione nazionale ammontano a oltre 50.000 MW. Tuttavia statisticamente il numero di impianti effettivamente realizzati risulta inferiore rispetto alle richieste e pertanto non è semplice definire uno scenario attendibile che mostri l'evoluzione futura del parco produttivo eolico.

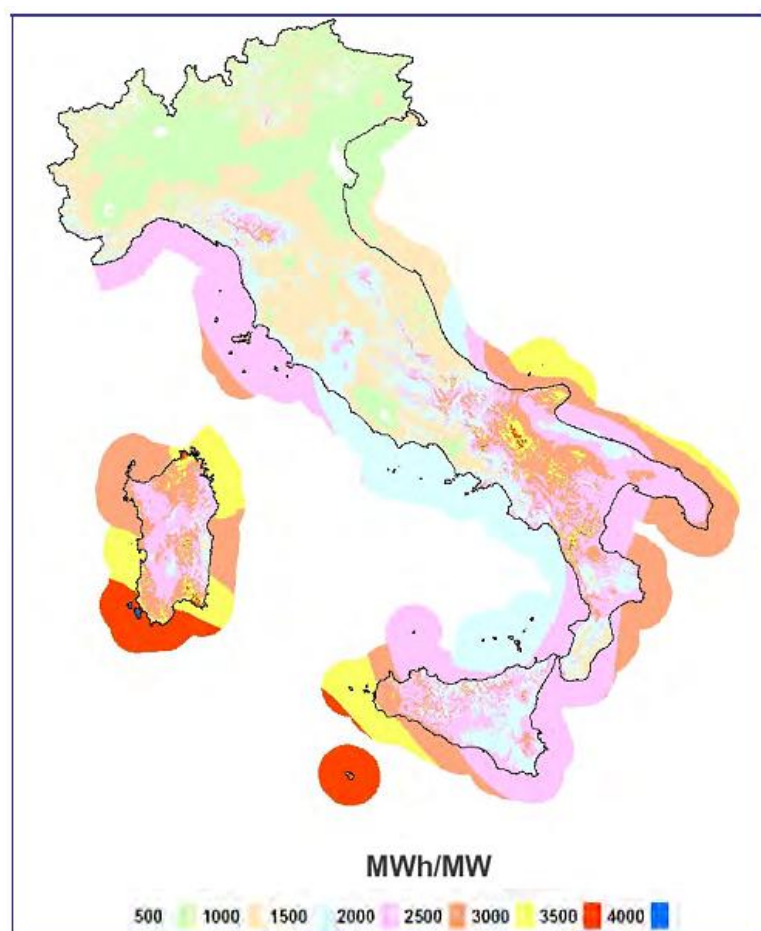


Figura 2.4: Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

Al fine di avere un'idea della capacità che presumibilmente entrerà in servizio nei prossimi triennio, Terna provvede quindi a fornire due scenari, relativi agli anni 2010/2011 e 2013/2014, elaborati secondo i seguenti criteri:

- al 2010/11 gli impianti che hanno sottoscritto impegni economici con Terna o ENEL Distribuzione
- al 2013/14 il 50% degli impianti che hanno accettato la soluzione di connessione e sottoscritto impegni per la progettazione di massima.

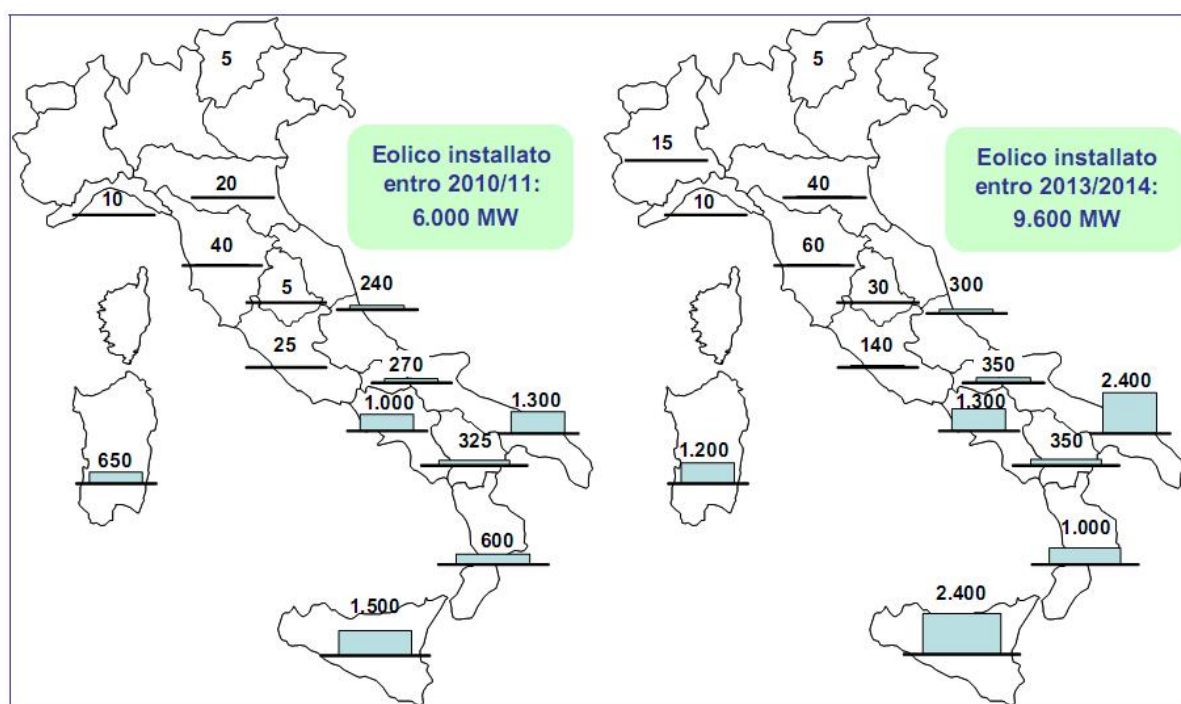


Figura 2.5: Previsioni di capacità produttiva da centrali eoliche [MW]

Nell'ottica di quanto esposto nel precedente paragrafo, Terna ha condotto analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN, effettuate negli scenari previsionali con riferimento alle centrali esistenti e future e considerando la crescita del fabbisogno. In particolare, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (come gli eolici), le relative analisi di *load flow* per la definizione dei rinforzi della RTN sono in generale condotte nel rispetto del *criterio N-1*, effettuando opportune valutazioni sulla producibilità di tali tipologie di impianti (cfr. Codice di Rete, cap. 2, par. 2.3.3).

In generale, viene affermato che i principali limiti alla produzione eolica sono riconducibili essenzialmente a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. Pertanto il principale obiettivo della pianificazione consiste nella risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV, normalmente preposta alla connessione degli impianti eolici, ricorrendo ove possibile alla interconnessione con la rete a 380 kV, dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione, al fine di trasferire il surplus di energia.

Questa la sintesi dei principali interventi di sviluppo funzionali in tutto o in parte a favorire la

produzione di energia da impianti a fonti rinnovabili non programmabili. La terza colonna si riferisce alla potenza da fonte eolica non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

<i>Categoria</i>	<i>Interventi</i>	<i>Potenza da fonti rinnovabili [MW]</i>
Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente-Scilla-Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Continente e tra Sardegna e Corsica	700
Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AT su cui si inserisce direttamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili	Rinforzi della rete di trasmissione nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno	1.100

Tabella 2.3: Principali interventi per favorire la produzione eolica

Si riportano invece adesso i risultati di uno studio dell'ANEV, *Associazione Nazionale per l'Energia dal Vento*, che Terna stessa riporta nel suo Piano di Sviluppo, pensato per fornire un quadro sul potenziale eolico disponibile in Italia al 2020. Secondo quanto riportato nella documentazione ANEV, i criteri con cui sono state eseguite le valutazioni sono essenzialmente i seguenti:

- limitazioni generali di carattere normativo
- accortezze paesaggistico-ambientali previste nel “protocollo ANEV”, sottoscritto con le principali associazioni ambientaliste
- non meglio specificati “aspetti economici ed elettrici, connessi alla producibilità minima”

I risultati, di cui si riporta il dettaglio in tabella, prevedono una potenza installabile pari a circa 16.200 MW, con una produzione prevista di circa 27,2 TWh, pari al 6,72% del consumo interno lordo stimato per il 2020.

<i>Regione</i>	<i>Ipotesi studio ANEV 2008 (MW)</i>	<i>Produzione (TWh)</i>
Puglia	2.070	3,52
Campania	1.915	3,26
Sicilia	1.900	3,23
Sardegna	1.750	2,98
Marche	1.600	2,72
Calabria	1.250	2,12
Umbria	1.090	1,85
Abruzzo	900	1,53
Lazio	900	1,53
Basilicata	760	1,29
Molise	635	1,08
Toscana	600	1,02
Liguria	280	0,48
Emilia	200	0,34
Altre	150	0,25
Totale	16.000	27,20

Tabella 2.4: Potenziale eolico regionale (fonte ANEV)

2.3 L'espansione dell'energia eolica in Danimarca

Come accennato nel Capitolo 1, al 2007 la risorsa eolica in Danimarca presenta livelli di penetrazione che sfiorano il 25% in termini di potenza installata e il 20% in termini di energia prodotta: appare quindi inevitabile fare un'analisi di come in questo Paese vengano affrontate le problematiche finora riscontrate.

Innanzitutto, occorre evidenziare come i consumi elettrici del Paese siano ben inferiori rispetto a quelli italiani: difficilmente i picchi di carico superano i 6.000 MW, a fronte di una potenza installata complessivamente pari a circa 13.000 MW, e nel 2008 il totale dei consumi elettrici è stato pari a circa 34 TWh [4]. Oltre alla consistente presenza dell'eolico, l'altra fondamentale caratteristica del sistema elettrico danese è l'intensivo utilizzo di impianti di cogenerazione (*CHP, combined heat and power*): basti pensare che circa il 50% dell'energia elettrica viene prodotta da tale tipologia di impianti [3]. Inoltre, il sistema elettrico danese risulta diviso in due regioni: quella occidentale, gestito da Eltra e quella orientale, gestito da Elkraft (ed è nella

sezione Ovest che la penetrazione dell'eolico è maggiore, circa il 24% in termini di energia prodotta).

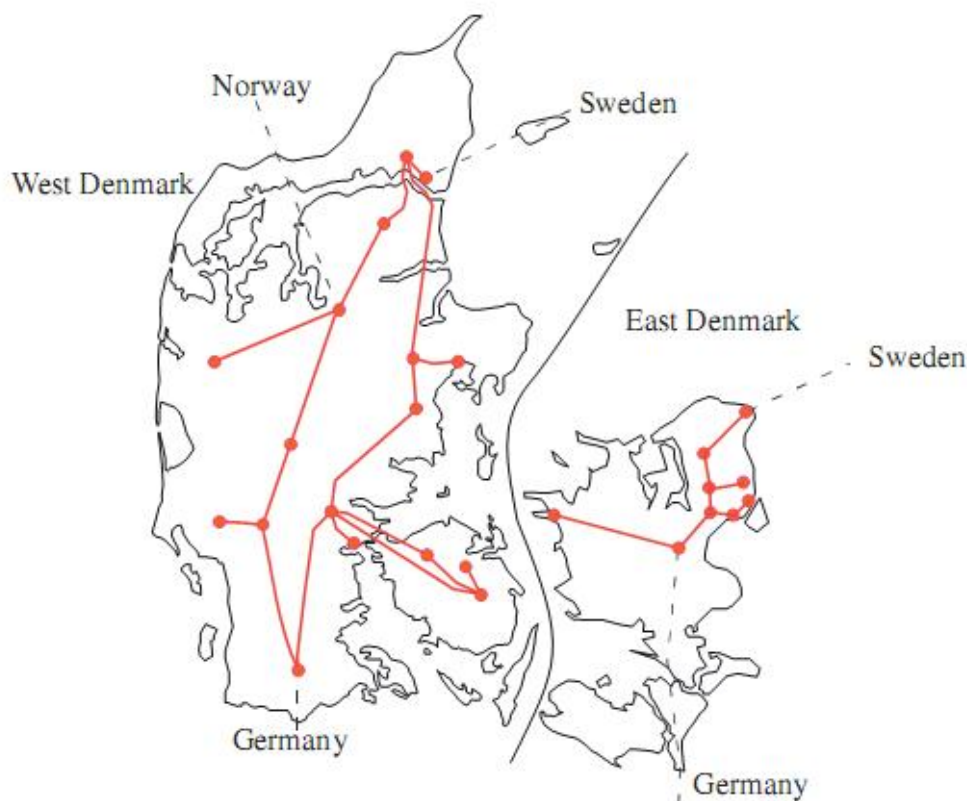


Figura 2.6: La rete a 400kV delle due sezioni del sistema elettrico danese

Se al forte livello di penetrazione della risorsa eolica e degli impianti CHP si aggiunge l'assenza di risorse per la messa in opera di sistemi di accumulo per pompaggio, appare immediatamente come non sia affatto semplice una gestione del sistema elettrico in tali condizioni.

E' stato possibile trovare diversi studi in letteratura riguardanti tali tematiche [5-8], di cui viene ora presentato il punto della situazione.

Date le basse esigenze in termini di produzione di energia elettrica e l'alto grado di penetrazione dell'eolico e di impianti CHP, in particolare di taglia medio-piccola e decentralizzati, utilizzati per il teleriscaldamento, la principale problematica nella gestione di tali risorse risulta essere l'eccesso di produzione elettrica (*excess electricity-production EEP*).

Tale problema è particolarmente significativo nel sistema elettrico danese occidentale, e lo sarà sempre più in futuro, poiché i piani di sviluppo della Danimarca prevedono di aumentare la penetrazione in potenza dell'eolico fino al 50%.

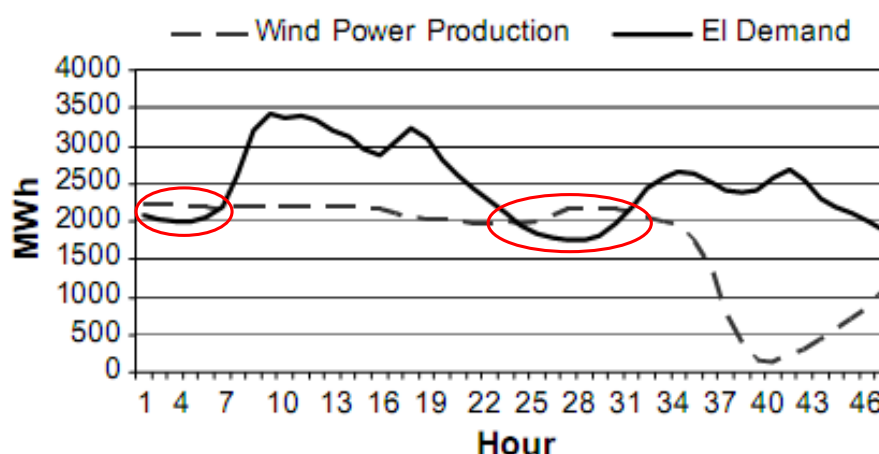


Figura 2.7: Produzione eolica e richiesta di energia elettrica nel sistema elettrico danese occidentale (7-8 gennaio '05, venerdì e sabato)

In questi anni, la politica scelta per ovviare il problema dell'EEP, è stata quella delle esportazioni, affidando alle grandi unità di produzione il compito di bilanciare domanda e produzione nei momenti di necessità. Appare chiaro che una tale politica, soprattutto per quanto riguarda le esportazioni, non potrà essere definitiva, presentando criticità sia economiche che tecniche:

- la Danimarca si trova costretta ad esportare solo durante certi periodi non facilmente prevedibili, per cui si trova ad avere scarso potere decisionale al momento delle contrattazioni sui prezzi
- una tale politica non sarà più facilmente gestibile dal momento in cui anche i Paesi confinanti importatori metteranno in atto strategie simili per quanto riguarda l'aumento della penetrazione di impianti eolici e CHP
- aumentando la potenza installata da eolico e CHP, aumenterà la necessità di esportazione, con conseguente necessità di potenziamento delle linee di trasmissione ad alta tensione, con tutto ciò che ne consegue sia dal punto di vista paesaggistico che più strettamente economico-gestionale del sistema elettrico nel suo complesso

Sono state proposte diverse possibili strategie per migliorare la gestione del sistema elettrico, inseguendo al tempo stesso gli obiettivi di aumentare la produzione di energia elettrica da fonte eolica, ridurre al minimo le esportazioni, ridurre la potenza generata da impianti di generazione tradizionali, di tipo non cogenerativo. Queste, in sintesi, le principali alternative proposte:

Maggiore dislocazione territoriale della potenza eolica installata

Partendo da considerazioni e analisi su dati a consuntivo, è stato notato come le variazioni in termini di potenza siano minori se si considera il sistema di produzione eolica nel suo complesso piuttosto che un singolo impianto. In particolare, questo vale anche se si considerano i due sistemi danesi singolarmente o nel loro complesso. Le analisi condotte hanno mostrato come una maggiore dislocazione della potenza eolica installata possa portare a una riduzione della capacità di riserva nella forma di potenza prodotta da impianti non cogenerativi. [6]

Implementazione di sistemi di accumulo

Come detto, la Danimarca non dispone di risorse territoriali adatte per la messa in opera di sistemi di accumulo per pompaggio, per cui l'alternativa che sembra essere la più economicamente sostenibile almeno per le scale necessarie al sistema, sembra essere una soluzione *CAES*, *Compressed Air Energy Storage* (accumulo di energia tramite aria compressa). Il CAES, in pratica, è una modifica al tradizionale concetto di impianto turbogas, in cui nei momenti di surplus l'energia elettrica in eccesso viene utilizzata per accumulare aria compressa in opportuni depositi naturali sotterranei, mentre nei momenti di necessità, tale aria viene riscaldata e quindi fatta espandere in turbina [7].

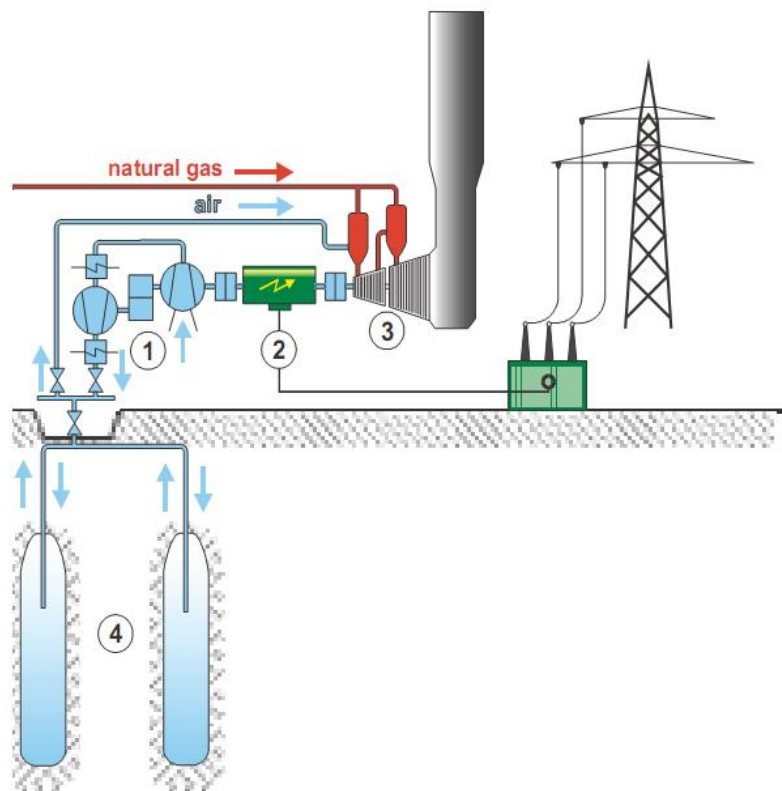


Figura 2.8: Schema di principio di un sistema CAES:
 1-Compressori, 2-Motore/generatore elettrico, 3-Turbine,
 4-Accumulo sotterraneo

Maggiore integrazione tra sistema di produzione eolico e impianti CHP

Tra le varie soluzioni proposte, questa risulta essere sicuramente quella maggiormente inserita nel contesto tipico del sistema elettrico danese. Fino al 2004, la maggior parte degli impianti CHP decentralizzati godeva della priorità assoluta di dispacciamento. In seguito, è stato imposto agli impianti di taglia superiore ai 5 MW di adeguarsi alle condizioni di mercato, e in seguito a questa misura si è assistito ad un primo miglioramento per quello che riguarda le politiche di bilanciamento del sistema. Ciò che viene proposto è in pratica di rivedere le classiche misure di regolazione degli impianti CHP, che normalmente lavorano ad inseguimento della domanda termica. In particolare, per permettere di gestire tali impianti in una logica di maggiore integrazione con il sistema di produzione da eolico, viene proposto l'interfacciamento con sistemi di accumulo di calore e con sistemi di riscaldamento a pompa di calore: ad esempio, in questo modo, nelle ore di produzione di energia elettrica in eccesso, è possibile ridurre la produzione elettrica da CHP, compensando le esigenze termiche con

l'utilizzo di pompe di calore, che a loro volta vanno ad aumentare il carico elettrico, con ulteriore beneficio in termini di riduzione della quota di EEP.

Inoltre, viene evidenziato come, ai fini di ridurre la produzione elettrica dai meno efficienti impianti non cogenerativi, potrebbe essere rivalutata l'esclusione di impianti CHP di piccola-media taglia dalle funzionalità di esercizio in sicurezza del sistema elettrico. [5],[8]

Studi hanno poi stimato che, dal lato utenza, circa l'8-10% della domanda di energia elettrica danese può essere definita flessibile, e potrebbe quindi seguire le fluttuazioni legate alla produzione eolica.

Infine, è evidente come, al fine di ridurre i problemi di eccesso di produzione, possa svolgere un ruolo importante lo sviluppo di sistemi alternativi per l'approvvigionamento energetico nel settore dei trasporti, quale l'utilizzo di veicoli alimentati da batterie elettrochimiche o da idrogeno, da produrre in questo caso tramite elettrolisi [5].

Ovviamente, nessuna delle soluzioni proposte esclude le altre, ed anzi, le conclusioni che vengono tratte definiscono la compresenza delle possibilità illustrate come una necessità per favorire un'ulteriore espansione dello sfruttamento della risorsa eolica.

Vale la pena ricordare come considerazioni di questo tipo siano state sviluppate in Danimarca non solo per quanto riguarda l'eolico, ma per altre risorse rinnovabili non programmabili, quali il fotovoltaico e la produzione di energia dal moto ondoso.

2.4 L'espansione dell'energia eolica in Germania

Come visto nel Capitolo 1, nonostante in termini percentuali la Germania abbia un livello penetrazione dell'eolico inferiore rispetto alla Danimarca (circa il 16% in potenza ed il 7% in energia), in termini assoluti le cifre sono decisamente superiori: al 2007, si ha una potenza installata pari a oltre 22.000 MW, per una produzione di circa 40 TWh. La Germania presenta infatti esigenze ben superiori, dal punto di vista dei consumi elettrici: i carichi di punta superano gli 80.000 MW, la potenza installata complessivamente ammonta a circa 130.000 MW, per una richiesta totale di energia pari a oltre 550 TWh (dati UCTE). Si ricorda inoltre che il sistema elettrico tedesco è gestito da quattro operatori diversi: RWE TSO Strom, Eon

Netz, EnBW e Vattenfall Europe Transmission.

Poiché i piani energetici tedeschi prevedono un'ulteriore espansione dell'eolico (per il 2015 l'obiettivo è quello di una potenza installata pari a 36 GW, con una copertura del 15% del fabbisogno elettrico), appare evidente come anche in Germania siano allo studio nuove misure per fronteggiare le problematiche legate allo sviluppo di tale risorsa. Questo in particolare il punto della situazione che emerge da quanto riportato in letteratura: alcuni dei concetti esposti sono del tutto analoghi a quanto riportato per il caso della Danimarca.



Figura 2.9: I quattro operatori di sistema tedeschi

Accuratezza delle previsioni sulla produzione di potenza da impianti eolici

Uno dei principali aspetti da considerare per la gestione di sistemi con grande penetrazione di impianti da fonte non programmabile, è l'aumento di potenza di riserva che è necessario per una gestione in sicurezza del sistema stesso. Tale aumento è tanto più significativo quanto meno sono accurate le previsioni che si hanno a disposizione riguardo alla produzione di potenza eolica per un dato periodo. Proprio per questo, in Germania i quattro operatori (*TSOs, Transmission System Operators*) hanno concentrato molte risorse in sofisticati sistemi di previsione della produzione di potenza da eolico, con accuratezze sempre più soddisfacenti. Tali sistemi risultano essere del tutto simili a quanto riportato in precedenza per il modello previsionale utilizzato dal GSE in Italia [9].

Implementazione di sistemi di accumulo

Se a bassi livelli di penetrazione, per far fronte alle naturali oscillazioni legate alla produzione eolica, sono sufficienti i tradizionali sistemi di regolazione di frequenza e tensione, a maggiori livelli di penetrazione tali oscillazioni possono divenire troppo elevate per essere gestite, sia da un punto di vista tecnico che economico: non tutte le tipologie di impianto hanno rampe di presa di carico abbastanza rapide da poter far fronte all'intermittenza di impianti quali quelli eolici. In questo senso, come visto anche per la Danimarca, i sistemi di accumulo possono permettere di trasformare l'andamento fluttuante della potenza prodotta da eolico secondo le esigenze del sistema. Per quanto riguarda il caso specifico della Germania, occorre far presente come anche essa non sia particolarmente ricca di risorse naturali che permettano di implementare sistemi di accumulo per pompaggio. Un impianto di tale tipo di notevole capacità è entrato in funzione nel 2004, a Goldisthal, con una potenza di circa 1.000 MW. Oltre all'idroelettrico, quindi, anche per la Germania una possibilità per la creazione di sistemi di accumulo è data dal CAES. A questo proposito, si ricorda come in Germania sia presente il primo impianto di questo tipo costruito al mondo, quello di Huntorf, operativo dal 1978, con una potenza di 290 MW. [10,11]

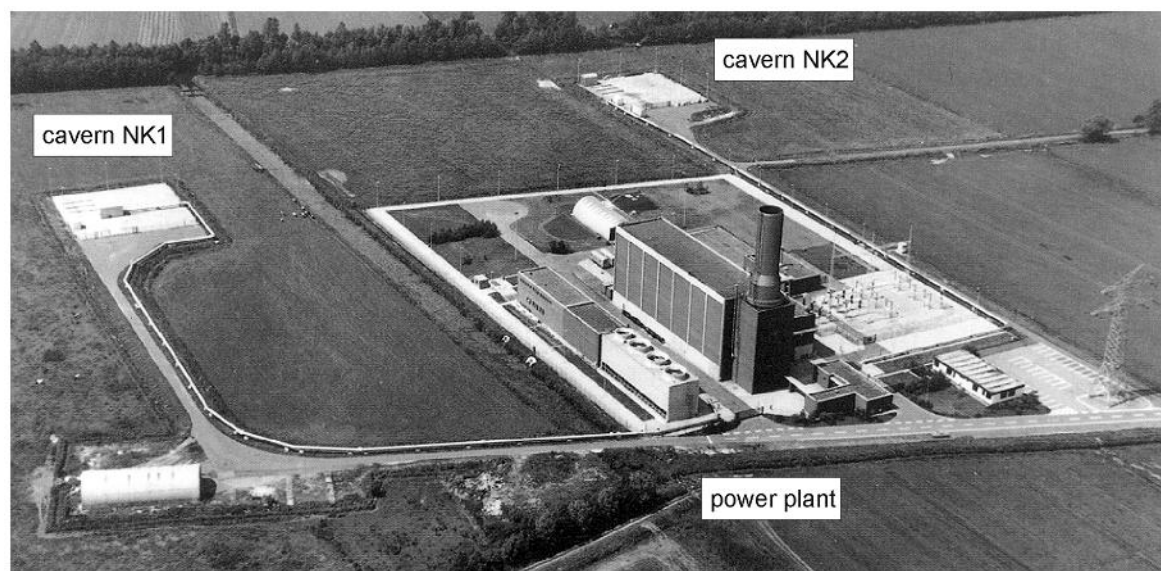


Figura 2.10: Veduta aerea dell'impianto CAES di Huntorf

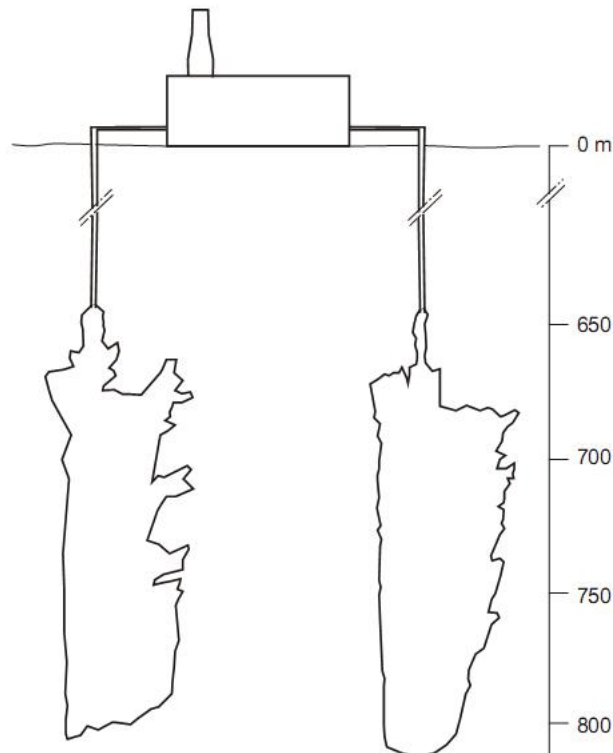


Figura 2.11: L'impianto di Huntorf e le due caverne in scala

Implementazione di sistemi di accumulo lato domanda

Ancora riguardo al tema dell'accumulo, è interessante quanto riportato in [12] sulle possibilità di implementare strategie di questo tipo lato domanda. In particolare, viene argomentato come un accumulo di tipo termico possa essere più conveniente di un accumulo elettrico. In Germania, infatti, il concetto di sistemi di accumulo di energia termica non è nuovo, risale agli anni '60. Sistemi di tale tipo sono stati infatti implementati per far fronte alle esigenze di produzione di energia elettrica durante le ore notturne, da parte di impianti, quali quelli nucleari, che hanno esigenze di lavorare il più possibile a potenza costante. A questo, va aggiunta la grande diffusione di sistemi di riscaldamento ambientale di tipo elettrico. Considerazioni dello stesso tipo vengono fatte in merito ai sistemi di refrigerazione.

Inoltre, viene osservato come anche nel caso della Germania una quota del consumo elettrico potrebbe non difficilmente essere modulata, naturalmente andando a modificare le abitudini degli utenti finali, magari con l'introduzione di tariffe agevolate.

Il concetto di virtual power plants

Un concetto molto interessante, è quello di “*Virtual Power Plant*”, un impianto di generazione virtuale, costituito cioè da vari impianti di generazione distribuiti sul territorio, quali wind farms, sistemi fotovoltaici, impianti CHP, sistemi di accumulo, distanti fisicamente ma collegati tra di loro per via telematica e gestiti come un unico centro di produzione. Un sistema di questo tipo, attualmente in funzione, è il “*Regenerative Combined Power Plant*”, portato avanti dalle società Enercon GmbH, SolarWorld AG e Schmack Biogas AG con la collaborazione dell'Institute for Solar Energy Supply Technology dell'Università di Kassel. Tale impianto virtuale prevede il controllo di 3 wind parks (12,6 MW), 20 impianti fotovoltaici (5,5 MW), 4 sistemi a biogas (4,0 MW) e parte dell'impianto di accumulo per pompaggio di Goldisthal. Il fatto che l'utilizzo di quest'ultimo impianto sia solo parziale, è dettato dalla volontà di utilizzarne soltanto una porzione scalata secondo le dimensioni del sistema: il sistema nel suo complesso, infatti, è stato dimensionato per coprire all'incirca 1/1000 del fabbisogno energetico tedesco. [13]

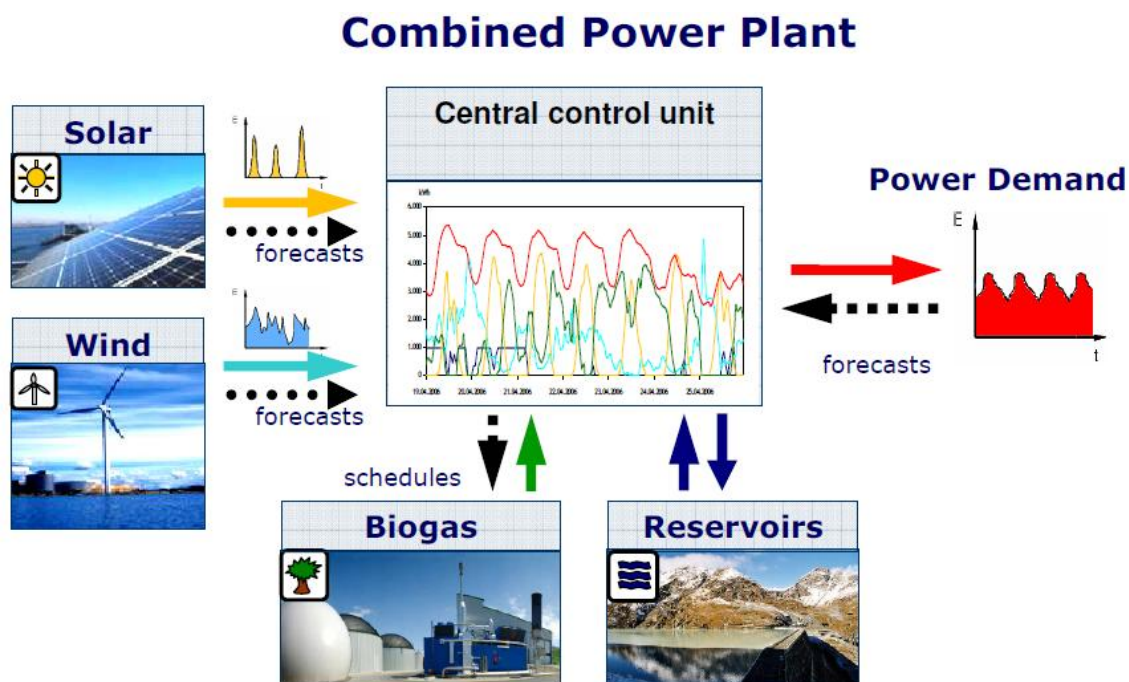


Figura 2.12: Lo schema di funzionamento di un Virtual Power Plant

Inoltre, anche nel caso della Germania, studi hanno analizzato come una maggiore dispersione territoriale della potenza installata implichi un effetto di livellamento, anche significativo, sull'andamento temporale della potenza prodotta. [14]

Un'altra priorità per garantire uno sviluppo dello sfruttamento della risorsa eolica, è il potenziamento della rete di trasmissione del sistema elettrico, in particolar modo nell'ottica di una maggiore interconnessione tra le varie zone del sistema, soprattutto in vista del previsto forte aumento di installazioni eoliche *off-shore*. [15]

In conclusione, si riporta uno schema riassuntivo dei principali aspetti presentati nel capitolo, riguardanti le possibili soluzioni per favorire una maggiore penetrazione di risorse rinnovabili intermittenti in un dato sistema energetico.

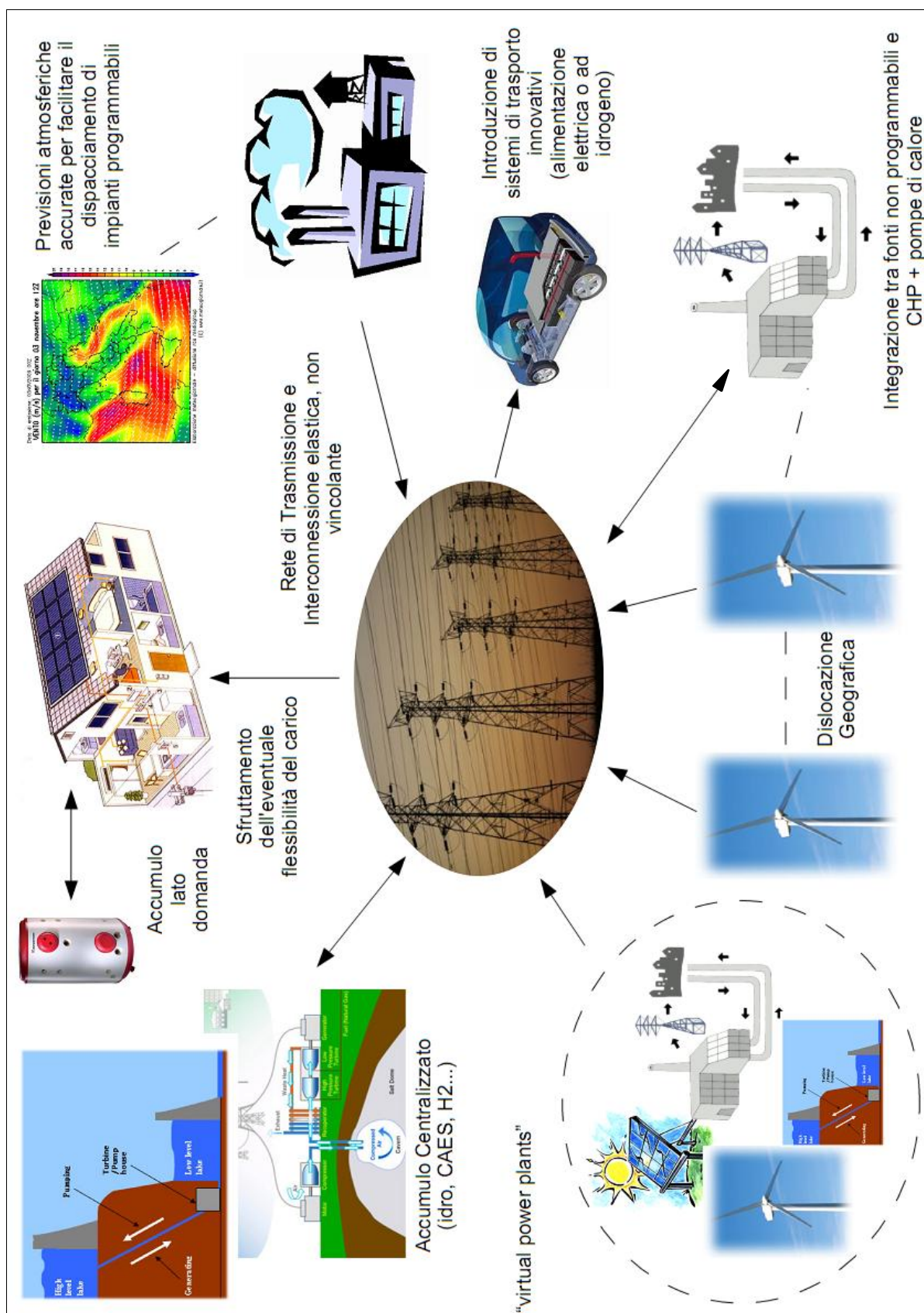


Figura 2.13: Tecnologie per l'aumento della penetrazione di FER non programmabili

Capitolo 3

Uno strumento per l'analisi di sistemi energetici complessi: il software EnergyPLAN

3.1 Descrizione del programma

Molte delle considerazioni riguardo alle problematiche dello sviluppo della fonte eolica nel sistema energetico danese, tra cui quelle riportate nei capitoli precedenti ([5], [7], [8]) sono state portate avanti dal prof. Henrik Lund del *Sustainable Energy Planning Research Group* presso la Aalborg University. Tali analisi sono state condotte avvalendosi di un software sviluppato dallo stesso Lund, chiamato *EnergyPLAN*, di cui verranno illustrate le caratteristiche ([16], [17]).

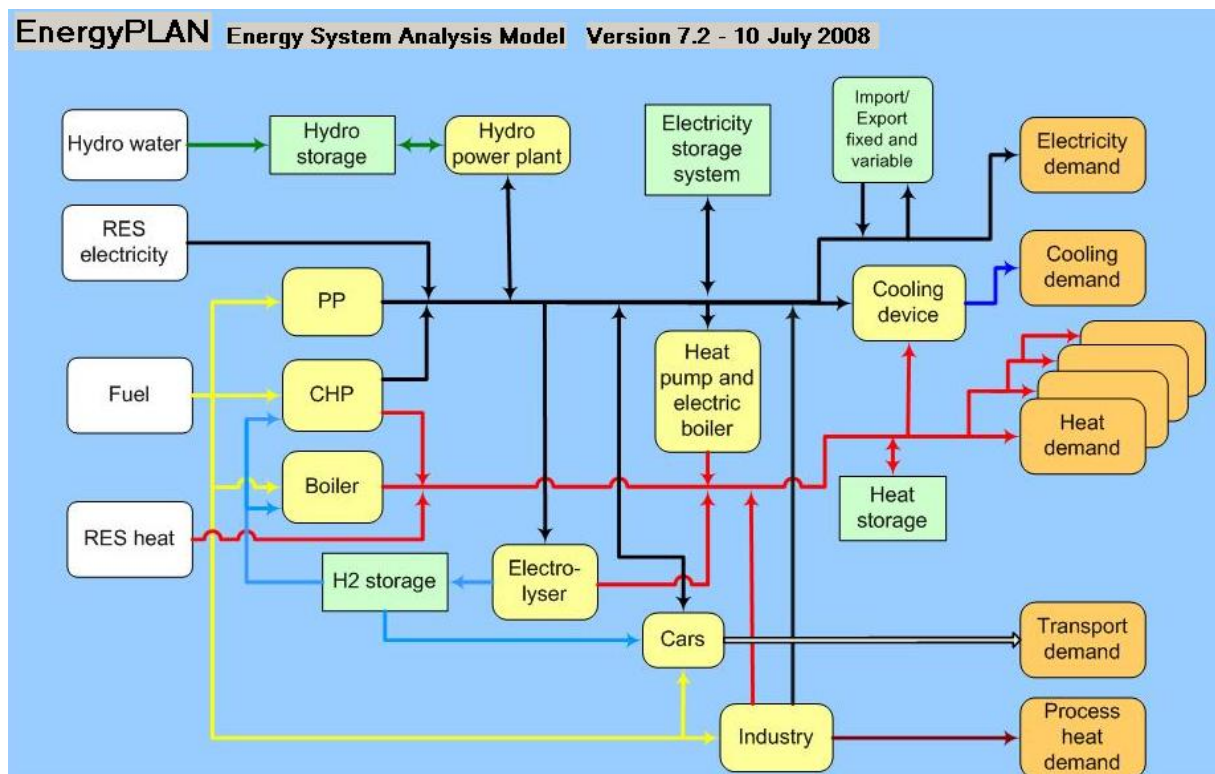


Figura 3.1: la schermata iniziale di EnergyPLAN, con lo schema a blocchi del sistema energetico da analizzare ed i flussi di combustibili (giallo), energia elettrica (nero), energia termica (rosso), idrogeno (azzurro), acqua (verde) e energia necessaria alla refrigerazione (blu)

Il software, liberamente scaricabile dal web, è un modello computazionale deterministico pensato per l'analisi di sistemi energetici, che ottimizza la gestione di un dato sistema sulla base di input e strategie definite dall'utente. La prima versione del software risale al 1999, ed era implementato in un foglio di calcolo di *Microsoft Excel*. Negli anni successivi, con l'espansione delle potenzialità del modello stesso, il tutto è stato riprogrammato in *Delphi Pascal*, con la possibilità di archiviare le distribuzioni orarie in file di testo esterni, così da contenerne significativamente le dimensioni in termini di memoria occupata. I principali sviluppi che hanno caratterizzato le successive versioni di *EnergyPLAN* (giunto oggi alla versione 7.2), hanno riguardato la possibilità di effettuare calcoli riguardanti l'influenza delle emissioni di CO₂ su analisi di tipo economico, la possibilità di definire diverse opzioni per i mercati esterni, nonché la possibilità di implementare sistemi di accumulo di vario tipo, quali impianti *CAES*, elettrolizzatori per la produzione di idrogeno o impianti idroelettrici con la possibilità di lavorare in pompaggio. Infine, sono state implementate opzioni per la gestione del sistema dei trasporti, con la possibilità di poter analizzare, ad esempio, l'influenza sul sistema energetico di un aumento delle autovetture elettriche o ad idrogeno. Particolare attenzione viene inoltre posta sull'integrazione nel sistema elettrico tra fonti rinnovabili non programmabili e sistemi di cogenerazione, sia a livello domestico che centralizzato.

Lo scopo principale del programma è quello di assistere nella definizione di strategie di pianificazione a carattere regionale o nazionale sulla base di analisi tecniche o economiche. Il modello considera l'intero sistema energetico, dalla domanda di energia elettrica a quella di energia termica, così come i trasporti e i fabbisogni industriali.

I principali input sono costituiti dalle domande da soddisfare, dalla disponibilità di fonti rinnovabili, dalla presenza di centrali di tipo convenzionale, dai costi (per le analisi di tipo economico), nonché da una serie di possibili strategie di regolazione, ponendo particolare attenzione alla gestione di eventuale produzione di energia in eccesso. Gli output, viceversa, sono costituiti dai bilanci orari di energia, e dai dati annuali relativi a consumi di combustibili, emissioni, costi. In *EnergyPLAN* viene presa in considerazione la sola potenza *attiva*, non quella *reattiva*.

Questi i principali punti su cui *EnergyPLAN* si differenzia da altri strumenti predisposti per scopi simili:

- *Modello deterministico*: al contrario di modelli stocastici, quali ad esempio quelli

basati sui metodi Monte Carlo, ad uno stesso input corrisponderà sempre lo stesso risultato.

- *Simulazione su base oraria*, contrariamente a modelli che lavorano su dati annuali di domanda e produzione. Di conseguenza, il modello può analizzare l'influenza delle fluttuazioni delle fonti energetiche rinnovabili sul sistema, così come stagionalità nella domanda di energia elettrica e calore o negli apporti naturali per impianti idroelettrici a bacino
- *Descrizione aggregata del sistema*: non vengono presi in considerazione le singole unità di produzione o i singoli carichi, ma vengono raggruppati solamente per tipologia
- *Ottimizzazione della gestione di un dato sistema*, la cui sintesi deve essere definita in precedenza: chiaramente, analizzando differenti sistemi, si può definire a posteriori quale sia il sistema ottimale secondo un dato criterio
- *Analisi su di un arco temporale di un anno con steps orari*, a differenza di modelli di scenario che analizzano archi temporali di svariati anni
- EnergyPLAN è basato su una *programmazione analitica*, a differenza di altri software che lavorano in maniera iterativa, o con strumenti di ottimizzazione più sofisticati. In questo modo, i calcoli vengono effettuati in maniera diretta ed estremamente veloce

In EnergyPLAN è possibile effettuare vari tipi di analisi:

Analisi tecniche

Progetto ed analisi di sistemi energetici, anche complessi e di grandi dimensioni, a livello nazionale o regionale, senza escludere la possibilità di studiare sistemi più circoscritti, quali ad esempio *virtual power plants* descritti nei capitoli precedenti, sotto l'ipotesi di diverse strategie di regolazione. In queste analisi, gli input sono la descrizione della domanda di energia, le potenze e le efficienze delle centrali di produzione da diverse fonti. L'output è invece costituito da bilanci energetici annuali, dai calcoli dei consumi di combustibile e delle emissioni di anidride carbonica.

Analisi di mercato

In questo caso, il modello necessita di ulteriori input, così da poter ricostruire i prezzi di mercato e per poter determinare la risposta di tali prezzi a variazioni nelle importazioni ed esportazioni. E' inoltre necessario definire i costi marginali di produzione delle varie unità di produzione. I calcoli vengono condotti ottimizzando i vari impianti così da secondo logiche di profitto economiche, includendo eventuali tasse e costi sulla produzione di anidride carbonica.

Studi di fattibilità

In questo caso, devono essere aggiunti input quali i costi di investimento e i costi fissi d'investimento e manutenzione, così come un tempo di vita dell'investimento e un tasso d'interesse. Più nel dettaglio, i costi sono divisi in costi dei combustibili, costi variabili d'esercizio, costi d'investimento, costi fissi d'esercizio, costi e ricavi delle importazioni ed esportazioni e, eventualmente, costi associati alla produzione di anidride carbonica. Il sistema calcola le conseguenze socio-economiche della produzione.

3.1.1 La logica di funzionamento di EnergyPLAN

La logica di funzionamento del software può essere sintetizzata col diagramma a blocchi riportato in figura 3.2. La prima fase consiste nell'eseguire tutti quei calcoli che possono essere effettuati dal software già al momento dell'inserimento dei dati nelle varie finestre di input. Successivamente, vengono eseguiti tutti quegli *steps* preliminari che non coinvolgono bilanci di energia elettrica. Quindi, la procedura si divide in una ottimizzazione di tipo tecnico o economico. L'ottimizzazione di tipo tecnico, in definitiva, minimizza le importazioni/esportazione e cerca la soluzione che permette il minor utilizzo di combustibile. L'ottimizzazione economica, invece, identifica la soluzione più conveniente sulla base dei costi economici di ogni unità di produzione, considerando le tasse (opzione *business economy*) o meno (opzione *socio economy*).

Questa, più nel dettaglio, la descrizione dei vari *steps*:

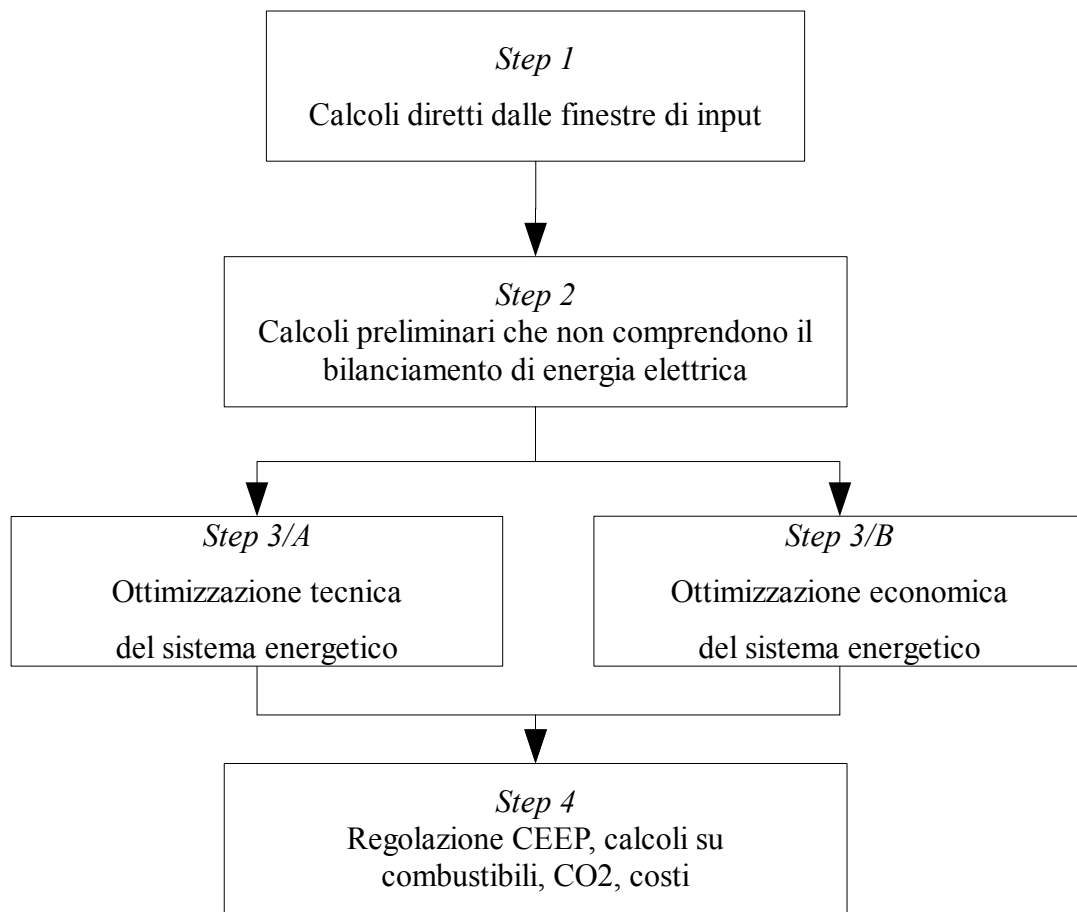


Figura 3.2: Schema a blocchi della logica di funzionamento di EnergyPLAN

Step 1: Calcoli diretti dalle finestre di input

- Calcolo dei valori orari della domanda di energia elettrica
- Calcolo degli apporti del solare termico
- Calcoli degli apporti delle fonti rinnovabili (*renewable energy sources, RES*) specificate per la produzione di energia elettrica.
- Fabbisogni e consumi nelle utenze domestiche.
- Eventuali calcoli relativi all'utilizzo di biocombustibili per i trasporti
- Se specificato, analisi dei prezzi di mercato.

Step 2: Calcoli preliminari che non comprendono il bilanciamento di energia elettrica

- Importazioni ed esportazioni di energia elettrica prefissate
- Domanda di energia termica per il riscaldamento centralizzato, incluso il calore per sistemi di climatizzazione ad assorbimento
- Produzione di calore ed elettricità tramite cogenerazione industriale
- Eventuali valori prefissati di produzione di energia termica tramite *boilers*, da sottrarre alla domanda dei sistemi di teleriscaldamento
- Teleriscaldamento con sola produzione di calore

Step 3/A: Ottimizzazione tecnica del sistema energetico

- Gestione CHP, pompe di calore e *boilers* nei sistemi di teleriscaldamento
- Domanda flessibile di energia elettrica
- Gestione dell'idroelettrico con possibilità di accumulo e pompaggio
- Microcogenerazione
- Gestione dell'accumulo di calore
- Gestione dell'accumulo di energia elettrica (CAES, elettrolizzatori, batterie per veicoli elettrici)
- Gestione degli impianti termoelettrici tradizionali e calcoli su *EEEP* (*Exportable Excess Electricity Production*, energia elettrica prodotta in eccesso che è possibile esportare) ed *CEEP* (*Critical Excess Energy Production*: energia elettrica prodotta in eccesso che *non* è possibile esportare)

Step 3/B Ottimizzazione economica del sistema energetico

- Vengono trattati gli stessi aspetti del punto precedente ma, come detto, in una logica di minimizzazione dei costi

Step 4: Regolazione CEEP, calcoli su combustibili, CO₂, costi

- Regolazione CEEP
- Stabilizzazione della rete
- Calcolo dei consumi di combustibile
- Calcolo della produzione di anidride carbonica
- Calcolo dei costi

3.1.2 Strategie di regolazione per l'ottimizzazione tecnica

In particolare, nel seguito del lavoro si sono svolte analisi di tipo esclusivamente tecnico. In questa modalità, sono previste più strategie di regolazione:

Strategia di regolazione 1: Inseguimento della domanda di calore

In questa strategia, tutte le unità che producono calore producono esclusivamente in funzione della domanda di calore. Per quanto riguarda il teleriscaldamento, la priorità viene data alle varie unità disponibili secondo la sequenza:

1. Solare termico
2. Calore in eccesso da cogenerazione industriale
3. Calore prodotto dalla termovalorizzazione dei rifiuti
4. Calore prodotto da impianti cogenerativi
5. Pompe di calore
6. Boilers

Strategia di regolazione 2: Inseguimento contemporaneo della domanda di calore e di energia elettrica

In questo tipo di regolazione, l'energia elettrica in eccesso viene minimizzata principalmente

sostituendo la produzione dei gruppi CHP con pompe di calore. Facendo ciò, al tempo stesso si aumenta la domanda di energia elettrica e si riduce la produzione di elettricità (la riduzione della produzione di calore negli impianti CHP implica ovviamente la riduzione della produzione di energia elettrica).

Strategia di regolazione 3: Inseguimento contemporaneo della domanda di calore e di energia elettrica, riducendo i CHP anche quando parzialmente richiesti per la stabilità della rete (sostituzione con impianti termoelettrici tradizionali)

Questa modalità di regolazione è simile alla 2. Nella strategia 2, la produzione dei gruppi CHP non viene ridotta (e la produzione di calore sostituita con pompe di calore) se tali unità sono richieste per ragioni di stabilità della rete (su tale concetto si tornerà nel seguito). Al tempo stesso, in alcune situazioni può essere possibile ridurre ulteriormente la produzione in eccesso riducendo la produzione da CHP e sostituendo la produzione di calore con pompe di calore e boilers, e l'effetto di stabilizzazione con gruppi che lavorino in condensazione. In altre parole, la scelta tra la strategia 2 o 3 è una scelta tra una migliore efficienza del sistema o una minore produzione in eccesso.

Strategia di regolazione 4: Inseguimento della “tariffa tripla”

Questa strategia di regolazione è del tutto simile alla prima, se non per il fatto che i gruppi CHP per il teleriscaldamento non seguono la domanda di calore ma una particolare tariffa del mercato elettrico danese, la “tariffa tripla”, che divide la tariffazione della produzione tra “ore di picco”, “ore di carico elevato”, “ore di carico di base”. Al di là dei dettagli che, come detto, riguardano esplicitamente il mercato elettrico danese, la cosa da evidenziare è che, in definitiva, sia nella strategia 1 che nella strategia 4 i gruppi CHP *non* regolano la produzione seguendo le fluttuazioni delle fonti rinnovabili intermittenti.

3.1.3 Regolazione della CEEP (Critical Excess Energy Production) e stabilità della rete

Nel reale esercizio di un sistema elettrico per l'energia, alle condizioni stazionarie, la

produzione di energia elettrica deve sempre bilanciare la domanda (comprendendo ovviamente ogni fonte di perdita). Per cui, nelle analisi condotte con *EnergyPLAN* è necessario definire delle modalità di regolazione con cui la produzione in eccesso critica, *CEEP*, viene azzerata. Queste le strategie messe a disposizione dal software:

1. Riduzione della generazione da *RES* di *tipo 1* e, a seguire, di *tipo 2*
2. Riduzione della generazione da *CHP* del *gruppo 2* (la distinzione tra gruppi di cogenerazione sarà spiegata nel seguito) e sostituzione con *boilers*
3. Riduzione della generazione da *CHP* del *gruppo 3* e sostituzione con *boilers*
4. Sostituzione della produzione tramite *boilers* con riscaldamento elettrico nel *gruppo 2*
5. Sostituzione della produzione tramite *boilers* con riscaldamento elettrico nel *gruppo 2*
6. Riduzione della generazione da *RES* di *tipo 3*
7. Riduzione della generazione da impianti termoelettrici tradizionali in combinazione con la riduzione della generazione da fonte rinnovabile di *tipo 1, 2, 3 e 4*

L'opzione 7 è stata aggiunta poiché nelle modalità 1 e 6 la sequenza che prevede dapprima l'incremento della potenza da impianti termoelettrici convenzionali per motivi di stabilità, e successivamente la riduzione della generazione da *RES*, può comportare, in sistemi ad alta penetrazione di fonti rinnovabili, ad un *CEEP* causato dagli impianti termoelettrici. In tali casi questa opzione permette di incrementare la quota di generazione da fonti rinnovabili e mantenere al minimo la richiesta di stabilità della rete, riducendo la potenza degli impianti termoelettrici e delle unità di produzione da *RES* in maniera simultanea.

In *EnergyPLAN* è possibile scegliere varie modalità tra quelle proposte, e impostare che vengano eseguite secondo la priorità desiderata.

Un altro aspetto di cui il software può tenere conto in fase di calcolo, come accennato, è la *stabilità della rete elettrica*. Un concetto importante riguardo all'esercizio in sicurezza di un sistema elettrico di potenza, è quello dei *servizi ausiliari* (o *ancillari*), necessari per la gestione in sicurezza di una rete di trasmissione o di distribuzione quali, ad esempio, i servizi di regolazione di frequenza, riserva, potenza reattiva, regolazione della tensione e riavviamento della rete. In *EnergyPLAN* è possibile porre un limite inferiore, tale da far sì che, ora per ora, almeno una certa percentuale della potenza immessa in rete provenga da impianti

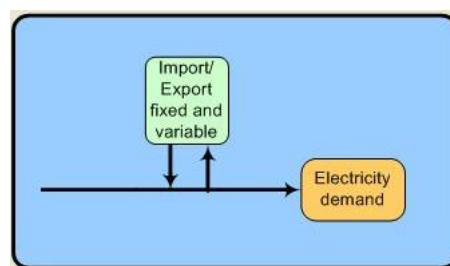
che si suppone abbiano la capacità di fornire tali servizi. Gli impianti che per il software hanno capacità di stabilizzazione sono i grandi impianti di cogenerazione (CHP del *gruppo 3*), gli impianti geotermici, nucleari, gli impianti termoelettrici tradizionali e gli impianti idroelettrici con accumulo. A scelta dell'utente, può essere specificato che anche gli impianti cogenerativi più piccoli (CHP del *gruppo 2*) e gli impianti da fonte rinnovabile possano, almeno parzialmente, ricoprire un ruolo nel provvedere alla stabilità della rete.

3.2 Modellazione del sistema energetico italiano in *EnergyPLAN*

Nell'ambito di questo lavoro, è stato implementato un modello in *EnergyPLAN* che rappresenti l'intero sistema energetico italiano, per potervi condurre analisi sia strettamente legate alle problematiche precedentemente illustrate, che a più ampio spettro, anche in lavori successivi.

Vengono quindi presentate ora le ipotesi di lavoro utilizzate per la creazione del modello stesso, descrivendo uno alla volta i principali input necessari. Per una più completa trattazione delle singole funzionalità del software *EnergyPLAN*, anche quelle non esplicitamente richiamate in questo lavoro, si rimanda a [16], [17].

3.2.1 Domanda di energia elettrica



I dati relativi alla domanda di energia elettrica ora per ora per l'intera durata dell'anno (l'anno di riferimento scelto è stato il 2008) è disponibile sul sito web dell'*ENTSO-E* (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*):

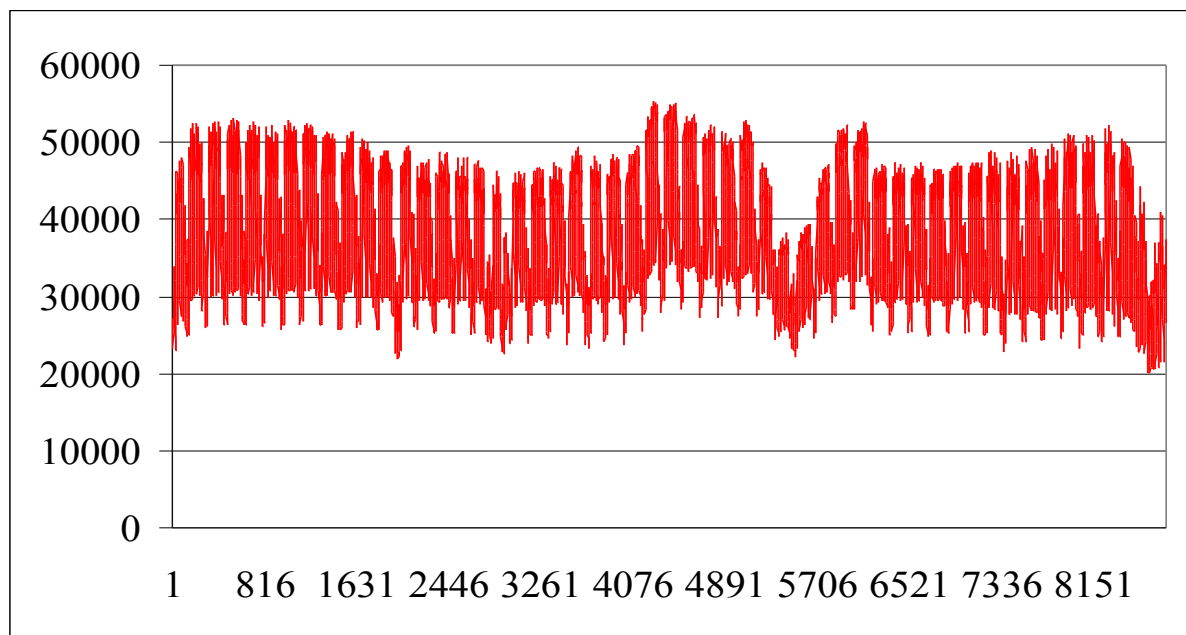
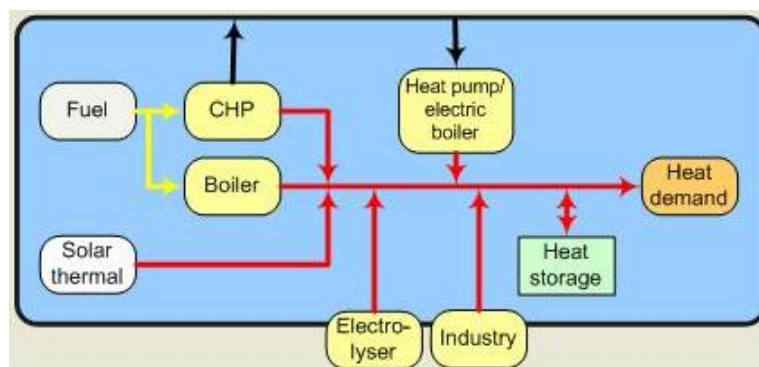


Figura 3.3: Andamento orario della domanda di energia elettrica durante il 2008 [MW]

La disaggregazione dei dati relativi ai fabbisogni di energia elettrica per il riscaldamento ed il raffrescamento, utile ad esempio per lo studio di scenari in cui si ipotizzino sistemi ad assorbimento solare, verrà trattata con maggior dettaglio nel seguito, così come la modellazione di valori prestabiliti per le importazioni. Sono stati invece trascurati eventuali tipologie di domanda flessibile. I consumi annui totali di energia elettrica (fabbisogno e perdite di rete) sono stati posti pari a circa $340\ TWh$.

3.2.2 Teleriscaldamento, impianti cogenerativi e termoelettrici tradizionali (*District Heating*)



In generale, si premette che, a differenza del settore elettrico, non è agevole trovare dati

precisi sul sistema energetico termico, soprattutto relativamente ai sistemi di teleriscaldamento, che in Italia, rappresentano ancora una realtà piuttosto marginale nella produzione di energia termica per la climatizzazione ambientale.

In *EnergyPLAN*, vi è la possibilità di distinguere tra tre principali tipologie di sistemi di riscaldamento centralizzato:

- *gruppo 1*: impianti per la sola produzione di energia termica
- *gruppo 2*: impianti cogenerativi (*CHP*) che possono lavorare solamente in cogenerazione (non hanno cioè la possibilità di smaltire diversamente il calore di scarto)
- *gruppo 3*: impianti che possono lavorare anche in maniera tradizionale (sola produzione di energia elettrica, *condensing mode*)

Per ciascuno dei tre gruppi è possibile specificare capacità in MW, efficienze termiche ed elettriche, eventuali possibilità di accumulo del calore, disponibilità di sistemi di generazione del calore alternativi ai CHP, quali boiler o pompe di calore, e la possibilità di integrazione con la fonte solare. E' inoltre possibile definire le tipologie di combustibile con cui si alimentano i diversi impianti.

Per l'Italia, in prima approssimazione, si è scelto di impostare una domanda pari a circa 5 TWh termici da soddisfare con impianti CHP del secondo gruppo, in accordo con quanto riportato nel rapporto Legambiente “*Comuni Rinnovabili 2008 – La mappatura delle fonti rinnovabili nel territorio italiano*” [18], in cui vi è anche una sezione dedicata al teleriscaldamento. Il combustibile utilizzato risulta essere per l'80% biomassa ed il 20% gas naturale.

Per la costruzione della distribuzione oraria della domanda di potenza termica richiesta dalle utenze, si è fatto riferimento a quanto riportato nella proposta di norma del *Comitato Termotecnico Italiano* (CTI) “*Cogenerazione: Impianti di piccola cogenerazione alimentati a combustibili liquidi e gassosi - Misurazione ex-ante delle prestazioni energetiche*” [19] a proposito dei profili di carico termico di riferimento:

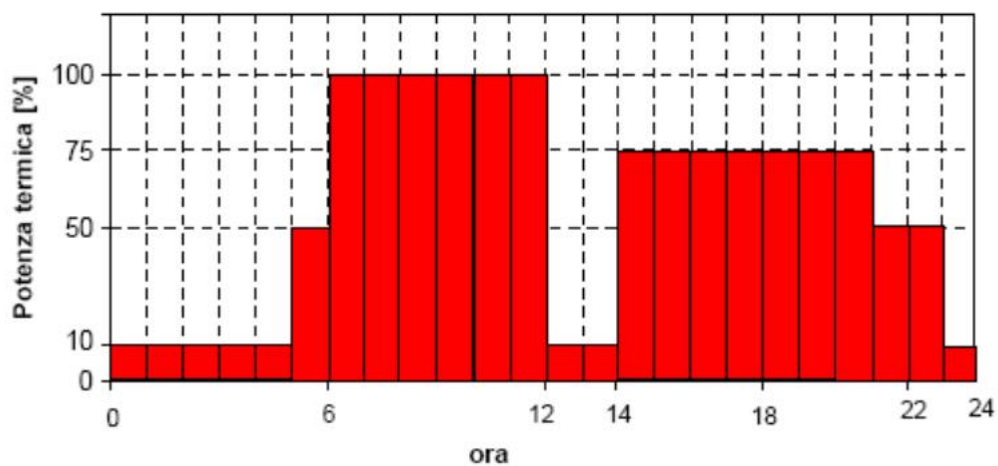


Figura 3.4: Domanda di energia termica - giornata "invernale"

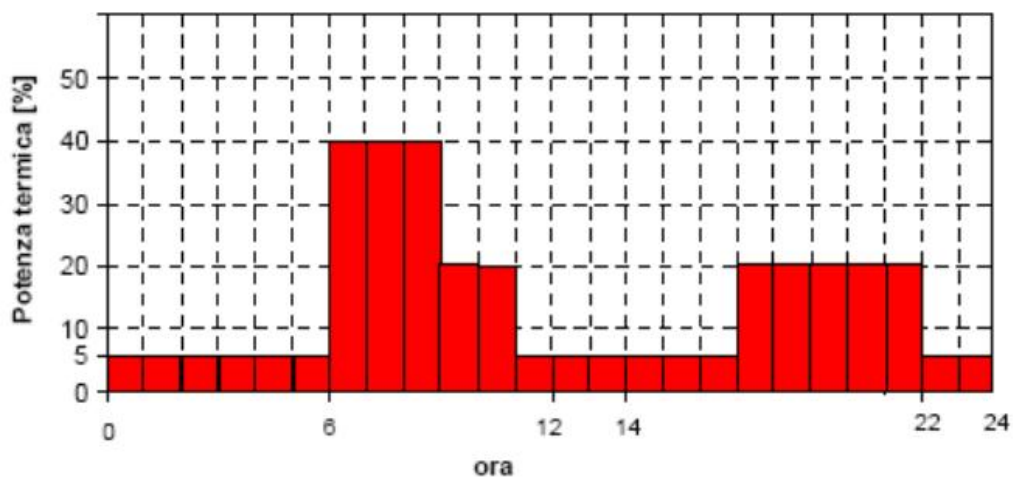


Figura 3.5: Domanda di energia termica - giornata "di mezza stagione"

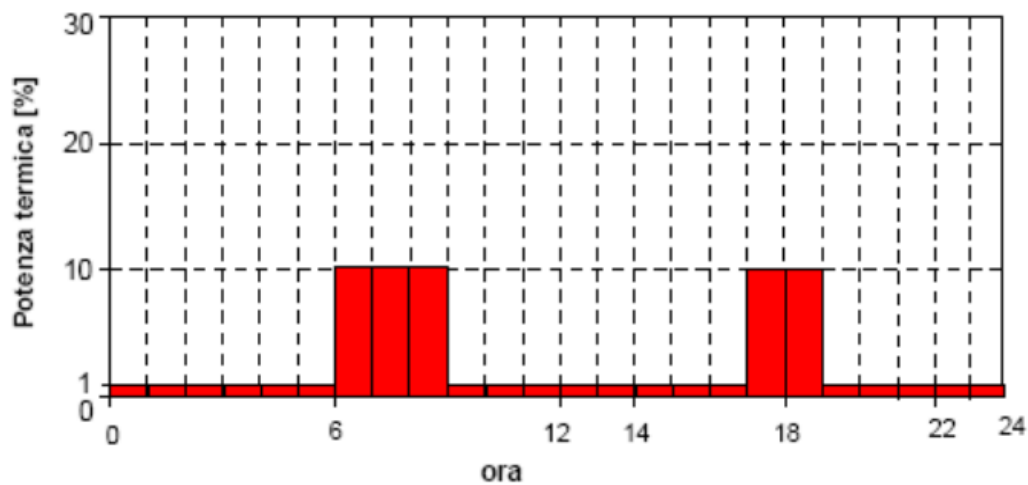


Figura 3.6: Domanda di energia termica - giornata "estiva"

Si è quindi creata una distribuzione per le 8784 ore dell'anno utilizzando per i mesi di dicembre, gennaio e febbraio la giornata tipo “*invernale*”, per i mesi di ottobre, novembre, marzo e aprile la giornata tipo “*mezza stagione*”, infine per i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre la giornata tipo “*estiva*”.

Una volta fissate le efficienze termica ed elettrica ai valori, rispettivamente, del 40% e del 30%, la capacità elettrica disponibile è stata posta pari a 3000 MW, così da coprire il carico termico di punta senza l'ausilio di ulteriori sistemi di produzione. Non è stato introdotto alcun apporto da fonte solare.

Nella sezione “*District Heating*” è possibile definire anche le caratteristiche degli impianti termoelettrici di tipo tradizionale. In realtà, è proprio a questo proposito che si è riscontrato il principale limite del software. Infatti, tali impianti vengono caratterizzati solamente dalla capacità complessiva installata e dalla efficienza media di conversione, oltre, come per gli impianti descritti in precedenza, dal tipo di combustibile utilizzato. Il limite maggiore è dato dal non poter definire un minimo tecnico, che vada a rappresentare una sorta di “potenza di base” data da quegli impianti che lavorano essenzialmente in modo continuo durante l'intero anno. La presenza di tale minimo tecnico comporta inoltre una maggiore rigidità del sistema elettrico, soprattutto in relazione alla possibilità di sfruttare le risorse rinnovabili intermittenti.

Per non perdere le informazioni relative a tale aspetto, si è quindi scelto di modellare la potenza di base presente nel sistema elettrico italiano in maggior dettaglio, ma comunque in una maniera tale da poterla poi inserire facilmente in *EnergyPLAN*.

Tale potenza di base, non modulabile e presente in rete a prescindere dalla possibilità o meno di sfruttare altre fonti, quali le rinnovabili e l'energia elettrica prodotta in cogenerazione, è stata suddivisa nelle seguenti tipologie:

Energia elettrica prodotta da impianti geotermici

Si è scelto di utilizzare una distribuzione di potenza oraria costante, pari a 600 MW (potenza media disponibile, fonte TERNA). Il rendimento di produzione è stato fissato al 20%.

Energia elettrica prodotta da impianti nucleari

Nell'eventualità di considerare tale tipologia di impianto in scenari futuri, come per il geotermico si è scelto di utilizzare una distribuzione costante.

Energia elettrica da importazione

In Italia le importazioni di energia elettrica coprono una percentuale del carico che va da punte di quasi il 25% durante la notte a meno del 10% durante il giorno. Per la modellazione di tale quota di potenza, si è scelto di utilizzare una distribuzione oraria del tipo mostrato in figura, così da avere nell'anno un valore di energia elettrica importata pari a quello riportato nei bilanci TERNA per il 2008, ovvero circa 43 TWh. Si è inoltre posto un vincolo di 7.000 MW sul massimo valore di potenza importabile [20]. Il rendimento medio di produzione è stato posto pari al 38%.

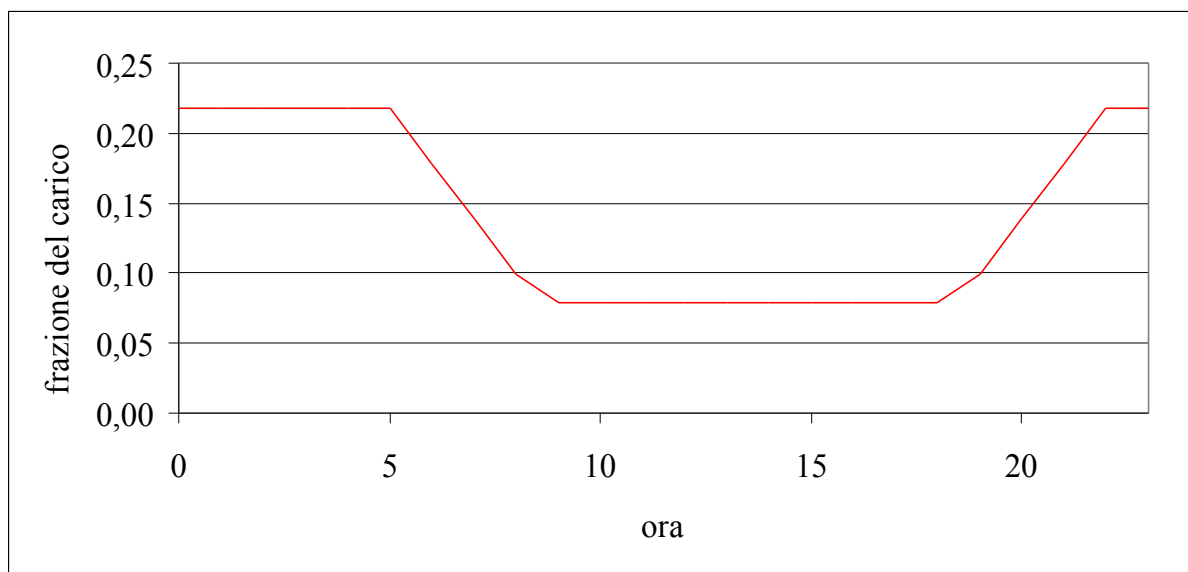


Figura 3.7: Andamento orario della potenza importata, espressa come frazione del carico

Energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici di base

In base a quanto riportato in [20], il valore minimo di potenza prodotta da fonte termoelettrica nel 2008 è stato pari a circa 17.000 MW, nel giorno 26 dicembre. Partendo da questa considerazione, si è scelto di utilizzare una distribuzione di potenza di base da impianti termoelettrici costante settimana per settimana, e proporzionale al carico medio settimanale.

Nella settimana i -esima, quindi, il valore di potenza termoelettrica di base $P_{TE,i}$ è stato imposto pari a:

$$P_{TE,i} = C_i \cdot \frac{P_{TE,min}}{C_{(P_{TE,min})}}$$

dove si è indicato con C_i il carico settimanale medio della settimana i -esima, con $P_{TE,min}$ il valore minimo di potenza termoelettrica fornito durante l'anno e con $C_{(P_{TE,min})}$ il valore medio del carico nella settimana corrispondente. In figura, l'andamento annuale che ne risulta.

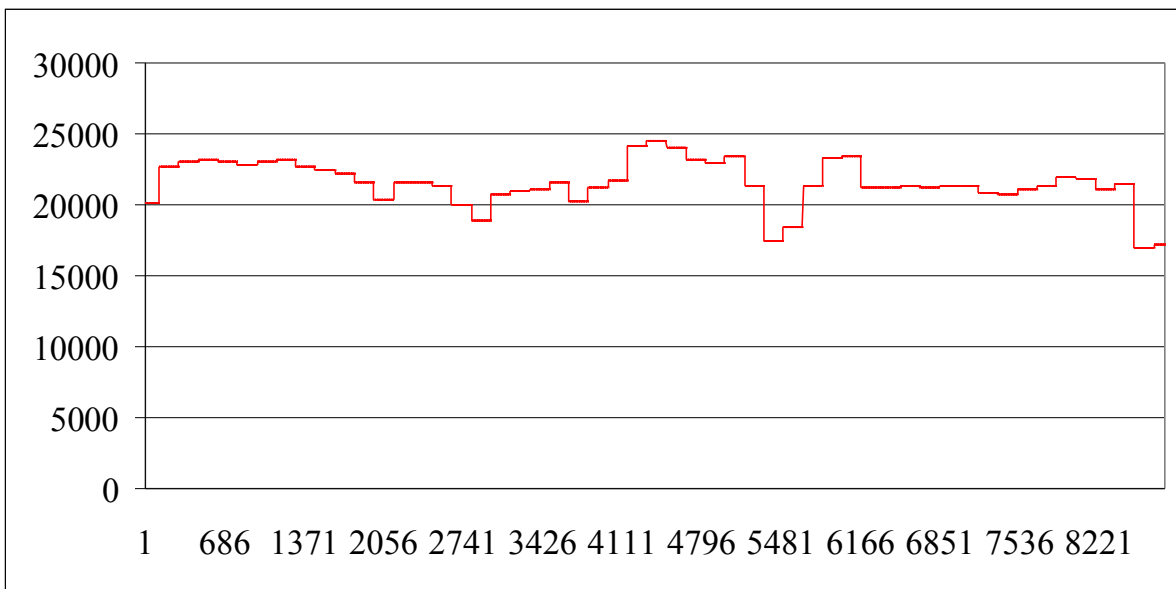


Figura 3.8: Distribuzione oraria della potenza termoelettrica di base [MW]

Una volta quindi create le distribuzioni orarie relative ai singoli gruppi di produzione appena decritti, si è provveduto ad inserire la distribuzione risultante in EnergyPLAN in maniera fittizia, alla voce “Nuclear Power” della successiva schermata “Renewable Energy”: di default, infatti, è possibile impostare un solo “carico di base”, che verrà riconosciuto come fonte nucleare o, a scelta, fonte geotermica. Successivamente, in fase di elaborazione dei dati, per i calcoli relativi alle emissioni e all'utilizzo di combustibile, si è rielaborato manualmente il valore in output “nuclear fuel” sulla base delle fonti effettivamente coinvolte nella produzione.

In conclusione, per quanto detto, si è scelto di inserire in EnergyPLAN alla voce “Condensing”, un valore di potenza pari alla differenza tra la potenza media disponibile da

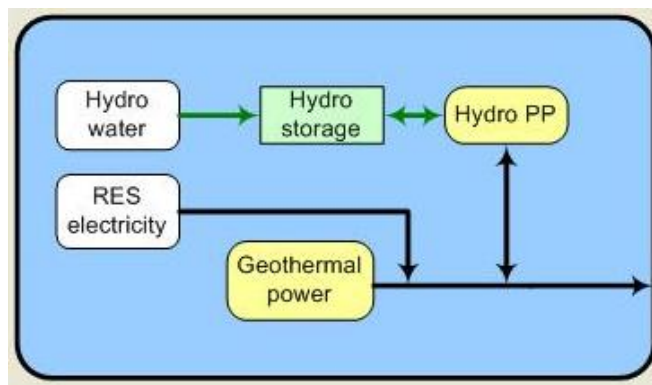
termoelettrico (49.000 MW, TERNA) e la potenza minima immessa in rete, per un totale di 32.000 MW, con un'efficienza media del 44%, in accordo con quanto riportato nel rapporto annuale Terna in relazione ai consumi a consuntivo. Un altro significativo limite del software è proprio legato alla mancanza di poter definire, per i consumi degli impianti, rendimenti variabili in funzione del punto di lavoro.

Per quanto riguarda la composizione del combustibile, per la produzione da termoelettrico si sono utilizzati i seguenti valori (per semplicità, nei conti sui consumi e la produzione di anidride carbonica la stessa composizione percentuale si è attribuita anche all'energia elettrica importata), secondo i bilanci ENEA:

%	Solido	Olio	Gas	Biomassa
Termoelettrico	24,3	12,3	58,9	4,5

Tabella 3.1: Composizione del combustibile utilizzato negli impianti termoelettrici

3.2.3 Energie Rinnovabili



Sono state implementate nel modello quattro tipologie di fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica: eolico, fotovoltaico, idrico ad acqua fluente, idrico con accumulo.

Ciascuna fonte rinnovabile viene caratterizzata da EnergyPLAN da una distribuzione oraria dei fattori di carico (potenza istantanea in rapporto alla potenza installata) e dalla capacità installata. Inoltre, è possibile definire quale percentuale della potenza installata possa essere considerata adeguata a garantire la stabilità della rete e un “fattore di correzione” F_{CORR} , che modifichi la distribuzione dei fattori di carico secondo la formula:

$$f_c(t)' = f_c(t) \cdot \frac{I}{I - F_{CORR}(I - f_c(t))}$$

avendo indicato, rispettivamente, con $f_c(t)'$ e $f_c(t)$ il fattore di carico al tempo t corretto e originario.

Tale fattore può essere posto diverso da zero qualora si voglia tener conto, in fase di creazione di scenari futuri, di eventuali miglioramenti tecnologici delle tecnologie di trasformazione dell'energia da fonte rinnovabile, che aumentino l'efficienza complessiva di conversione. Per chiarire come tale fattore influisca sull'andamento dei fattori di carico, si osservino le seguenti figure [16]:

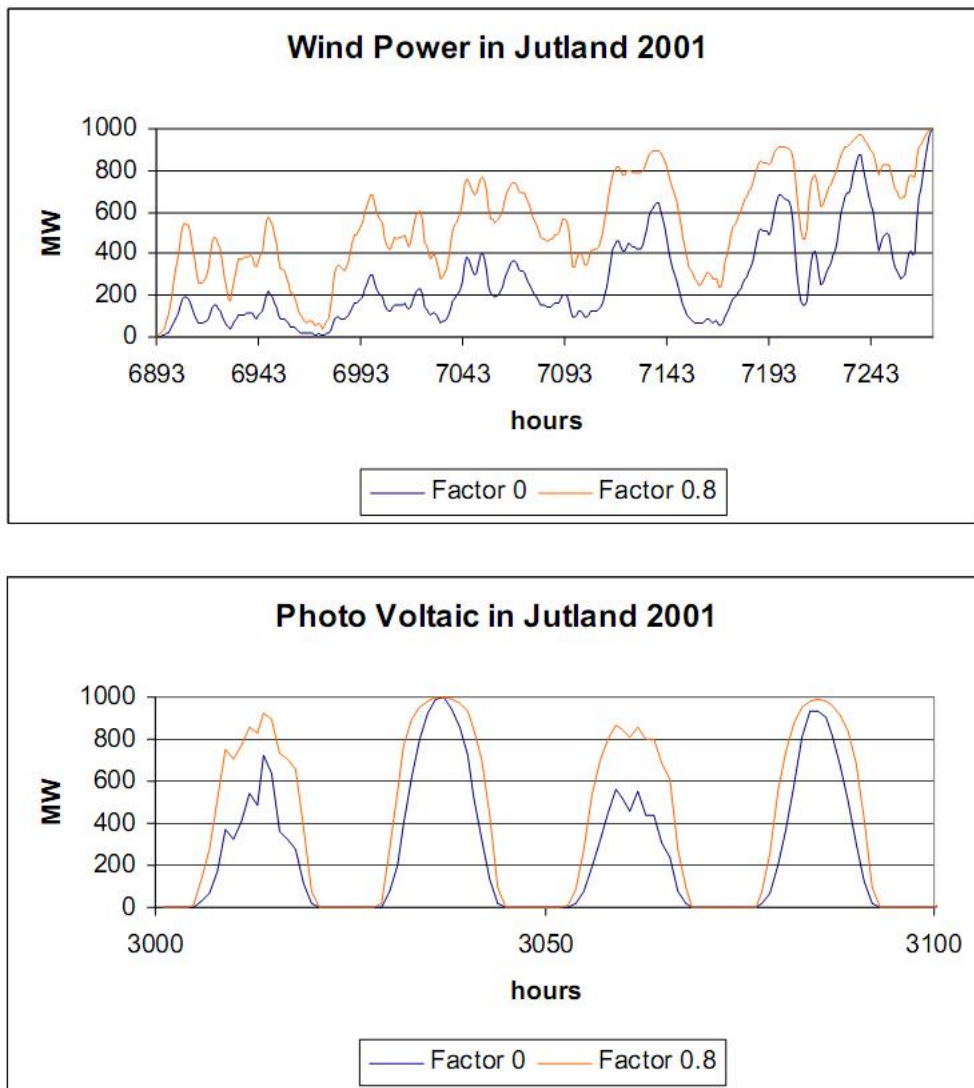


Figura 3.9: Fattore di correzione per la distribuzione oraria dei fattori di carico per le fonti rinnovabili

Vengono ora descritte le ipotesi utilizzate per la modellazione di ciascuna fonte.

Eolico

Dagli archivi online di Terna, è stato possibile ottenere per il 2008 gli andamenti orari della potenza eolica stimata in fase previsionale, secondo quanto illustrato nel Capitolo 2, per le cinque zone così definite:

- Centro Nord: Toscana, Umbria, Marche
- Centro Sud: Lazio, Abruzzo, Molise
- Sud: Campania, Puglia, Basilicata, Calabria
- Sicilia
- Sardegna

Non viene presa in considerazione la zona Nord, comprendente le rimanenti regioni italiane, in quanto al 2008 la potenza installata era ancora irrilevante. Per avere dati più congruenti con quelli che a consuntivo sono stati i risultati in termini di energia prodotta nelle varie zone, si sono corrette le serie di valori moltiplicandole per un fattore pari a E_{cons}/E_{prev} , avendo indicato con E_{cons} il valore di energia prodotta calcolato a consuntivo (fonte Terna) e con E_{prev} il valore derivante dall'integrazione (somma) dei valori di potenza oraria durante l'intero anno. Per il passaggio dai valori in potenza ai fattori di carico, si è ipotizzato che la potenza installata evolvesse in maniera lineare dai valori a fine 2007 a quelli a fine 2008.

	C.Nord	C.Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Pot. inst. fine 2007 [MW]	29,6	262,4	1392,5	630,9	383,3
Pot. inst. fine 2008 [MW]	29,6	327,3	1915	794,6	453,3
E_{cons}/E_{prev}	1,63	1,37	1,22	1,07	0,95
f_c medio	0,150	0,166	0,187	0,167	0,169

Tabella 3.2: Calcolo dei fattori di carico per la potenza eolica nelle varie zone

Nelle pagine successive, si riportano gli andamenti delle potenze orarie corrette per le cinque zone e del fattore di carico complessivo.

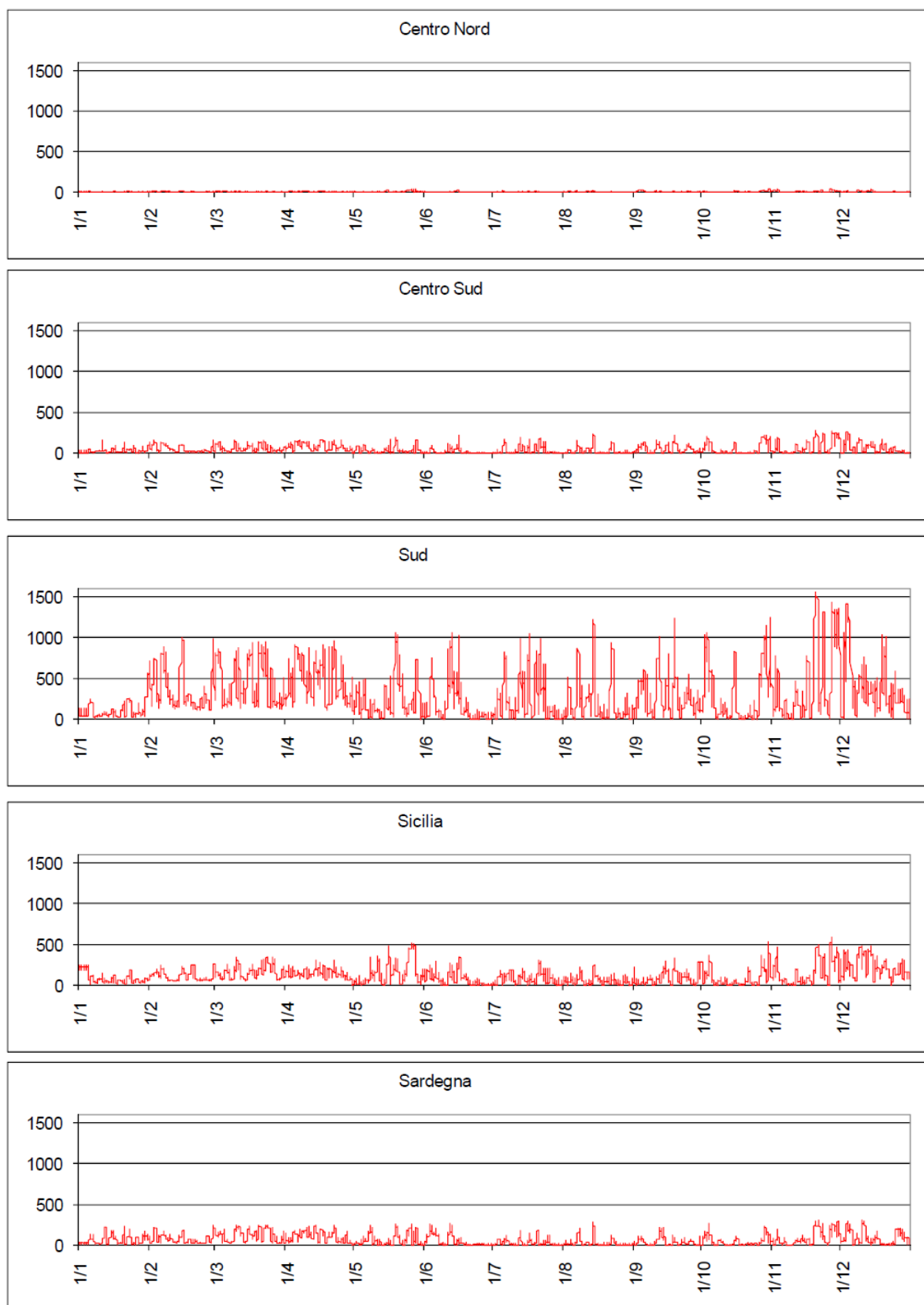


Figura 3.10: Potenza eolica oraria 2008 - valori corretti [MW]

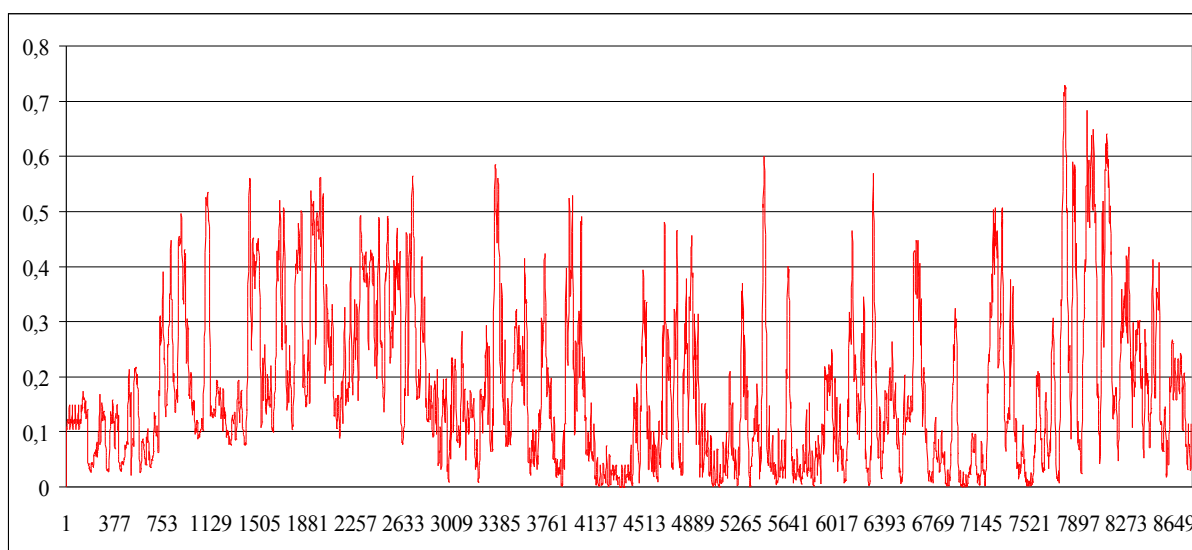


Figura 3.11: Distribuzione oraria dei fattori di carico per l'eolico

Per quanto riguarda la potenza installata, si è utilizzato un valore intermedio tra la potenza installata a fine 2007 e quello a fine 2008, tale da avere in output il valore di energia realmente prodotto da tale fonte: circa *3.100 MW*, per una produzione di circa *4,9 TWh*. Si è poi scelto di non conferire all'eolico nessuna capacità stabilizzante.

Fotovoltaico

Per la costruzione della distribuzione oraria dei fattori di carico ci si è basati sul database accessibile tramite il sistema *PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)*, un software sviluppato dal *Joint Research Centre (JRC, Centro Comune di Ricerca)* della Commissione Europea, nell'ambito del progetto *SOLAREC*, per lo sviluppo dello sfruttamento dell'energia solare nella produzione di elettricità. Come località di riferimento si è scelta Roma, trovandosi ad una latitudine media nel territorio italiano.

<i>Dati geografici:</i>	Latitudine 41°53'43" Nord Longitudine 12°28'56" Est, Altitudine 28 m s.l.m.
<i>Tecnologia</i>	Silicio cristallino
<i>Stima delle perdite per effetti di temperatura</i>	14,8 %
<i>Stima delle perdite per effetti di riflessione</i>	2,8%
<i>Altre perdite (cavi, inverter, ecc...)</i>	14%
<i>Angolo d'inclinazione ottimale</i>	35°
<i>Ore annue equivalenti</i>	1190

Tabella 3.3: PVGIS – Dati di riferimento per i calcoli sulla produzione fotovoltaica

I dati utilizzati in questa fase del lavoro sono stati i seguenti:

- *irradiazione media giornaliera* su base mensile su superficie orizzontale, ovvero energia solare incidente, espressa in $Wh/m^2/giorno$
- *produzione di energia elettrica giornaliera media* nei vari mesi, che PVGIS stima sulla base della tecnologia fotovoltaica scelta (in questo caso silicio cristallino), tenendo conto delle perdite di sistema e degli effetti di riduzione di rendimento legati alla temperatura, per una superficie con inclinazione ottimale (circa 35°) ed esposizione a Sud ($Wh/m^2/giorno$)
- *andamento orario giornaliero* medio mensile della irradianza (potenza solare incidente) su superficie orizzontale (W/m^2)
- *curve di distribuzione della probabilità* relative alla irradiazione giornaliera su superficie orizzontale (vedi figura), dalle quali è stato possibile ricavare la deviazione standard di tali valori per i vari mesi

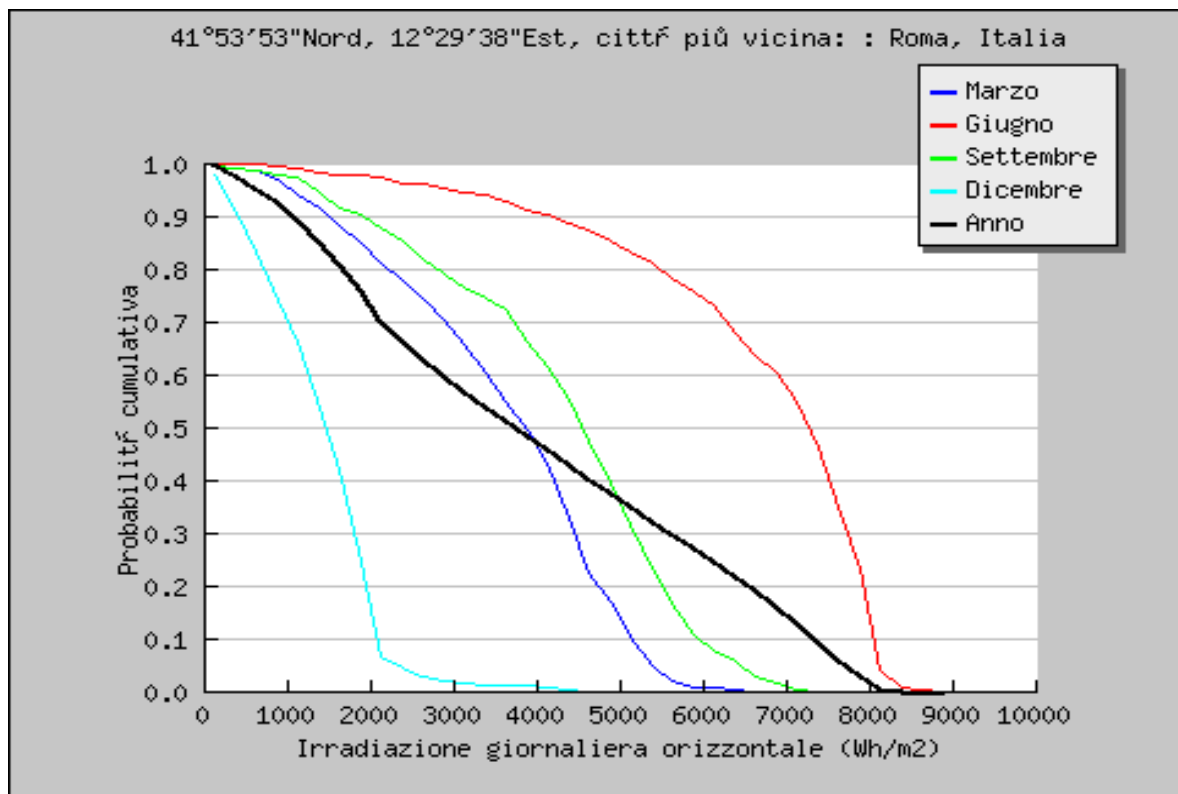


Figura 3.12: Curve di distribuzione della probabilità

I dati descritti sono stati rielaborati in questo modo:

1. Calcolo, sulla base del grafico in figura 3.10, dei valori di deviazione standard dell'irradiazione per i vari mesi, e valutazione in termini percentuali rispetto al valore medio
2. Sulla base di tale valore percentuale, calcolo della deviazione standard per i valori di energia elettrica prodotta giornalmente per ogni mese
3. Costruzione, attraverso la funzione di *generazione di numeri casuali* di *Microsoft Excel*, di 12 serie (una per ogni mese) di n (con n numero dei giorni del dato mese) valori di produzione giornaliera di energia elettrica tali da avere come valore medio e deviazione standard i valori ricavati in precedenza
4. Sulla base dei 366 valori giornalieri di produzione di energia elettrica così ottenuti, scalando in maniera opportuna gli andamenti orari forniti da *PVGIS*, si è costruita una distribuzione realistica dei fattori di carico per il fotovoltaico durante le 8784 ore dell'anno.

Si ritiene opportuno specificare che, qualora si ritenga opportuno utilizzare un numero di ore equivalenti di funzionamento (e quindi un rendimento complessivo) differente da quanto ipotizzato dal software *PVGIS* (per Roma, con le ipotesi adottate, si hanno circa 1200 ore equivalenti), sarà sufficiente inserire in *EnergyPLAN* valori di potenza sopra o sotto stimati rispetto al valore realmente installato.

Anche al fotovoltaico non si sono attribuite capacità di stabilizzazione della rete. Così come per l'eolico, inoltre, il valore di potenza inserito in *EnergyPLAN* per la costruzione del modello dello stato attuale del sistema elettrico italiano è tale da avere in output il valore di energia prodotta disponibile a consuntivo (150 MW , per un totale di circa $0,190\text{ TWh}$).

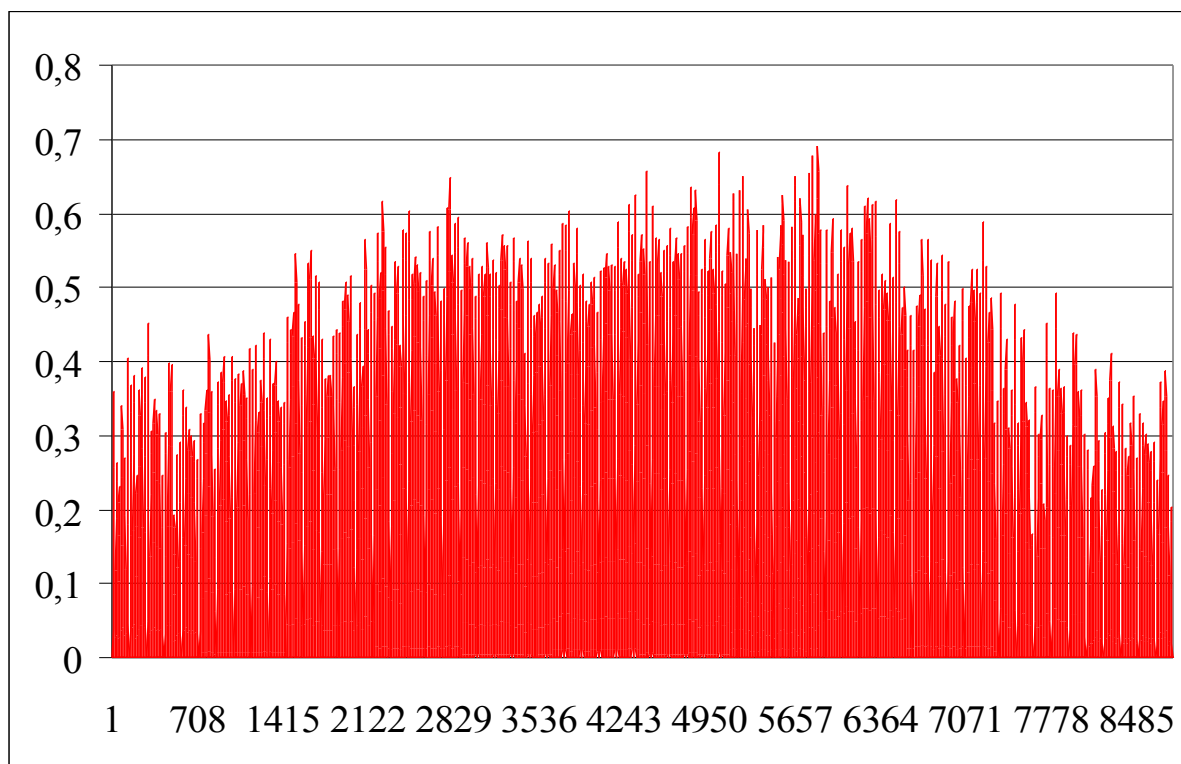


Figura 3.13: Distribuzione oraria dei fattori di carico per il fotovoltaico

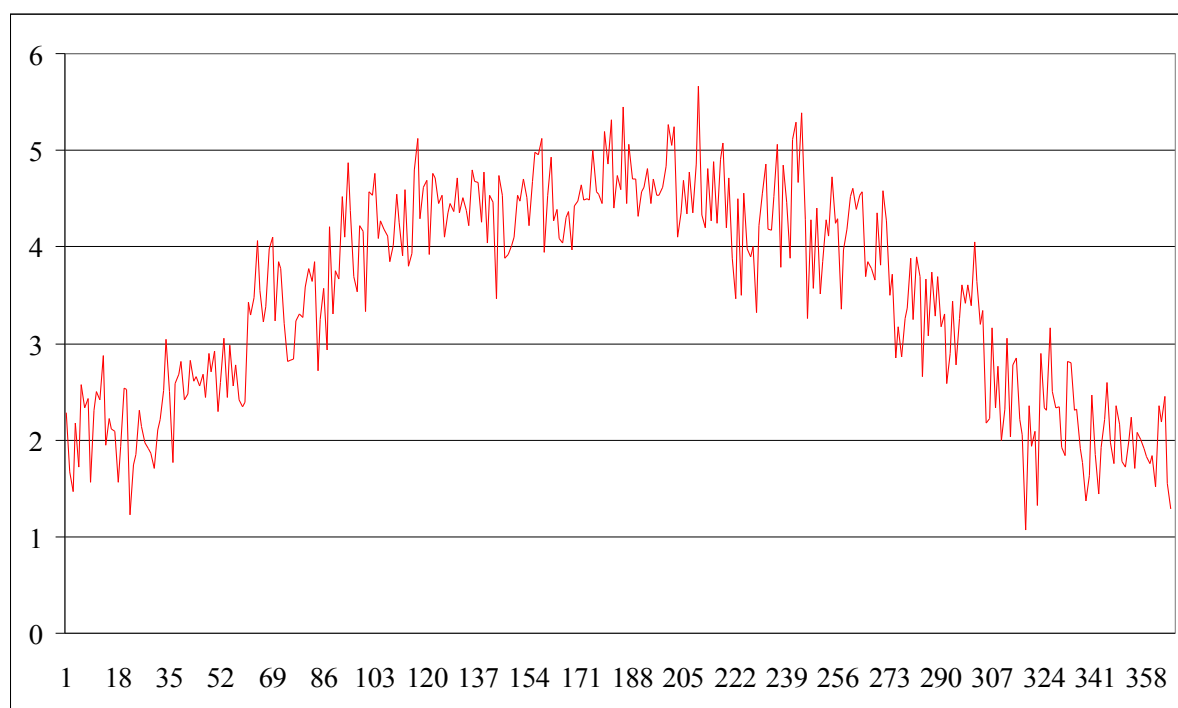


Figura 3.14: Distribuzione giornaliera dell'energia prodotta da fotovoltaico [kWh/kW]

Idroelettrico ad acqua fluente

Stando alla definizione proposta da Terna, si definiscono impianti idroelettrici ad acqua fluente quelli che non hanno serbatoio o hanno un serbatoio con durata di invaso uguale o minore di due ore. La *durata di invaso* è il tempo necessario per fornire al serbatoio stesso un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua del o dei corsi d'acqua che in esso si riversano, escludendo gli eventuali apporti da pompaggio. Per quel che riguarda gli scopi questo lavoro, tali impianti sono stati modellati come totalmente privi di sistema di accumulo.

Per quanto riguarda questa fonte, i dati che sono stati reperiti sono la potenza installata, suddivisa per macro regioni (Nord, Centro, Sud e Isole) e la producibilità media annua complessiva, entrambi resi disponibili da Terna. Come ipotesi di lavoro, si è scelto di creare una distribuzione della potenza oraria sulla base della piovosità mensile.

I dati sulla piovosità sono stati selezionati dai database *SCIA – Sistema nazionale per la raccolta, l'elaborazione e la diffusione dei dati Climatologici di Interesse Ambientale*.

L'archivio utilizzato è stato quello che raccoglie, mese per mese, i valori medi delle precipitazioni, espressi in mm, sulla base dei dati nel periodo 1961-1990, rilevati da oltre 1500 stazioni meteo distribuite sul territorio nazionale. I dati sono stati suddivisi in tre zone geografiche, in congruenza con la suddivisione dei valori di Terna, sulla base della latitudine delle stazioni:

- Nord (latitudine maggiore 44°)
- Centro (latitudine compresa tra 44° e 42°)
- Sud e Isole (latitudine minore di 42°)

Questi i valori, riportati in forma grafica:

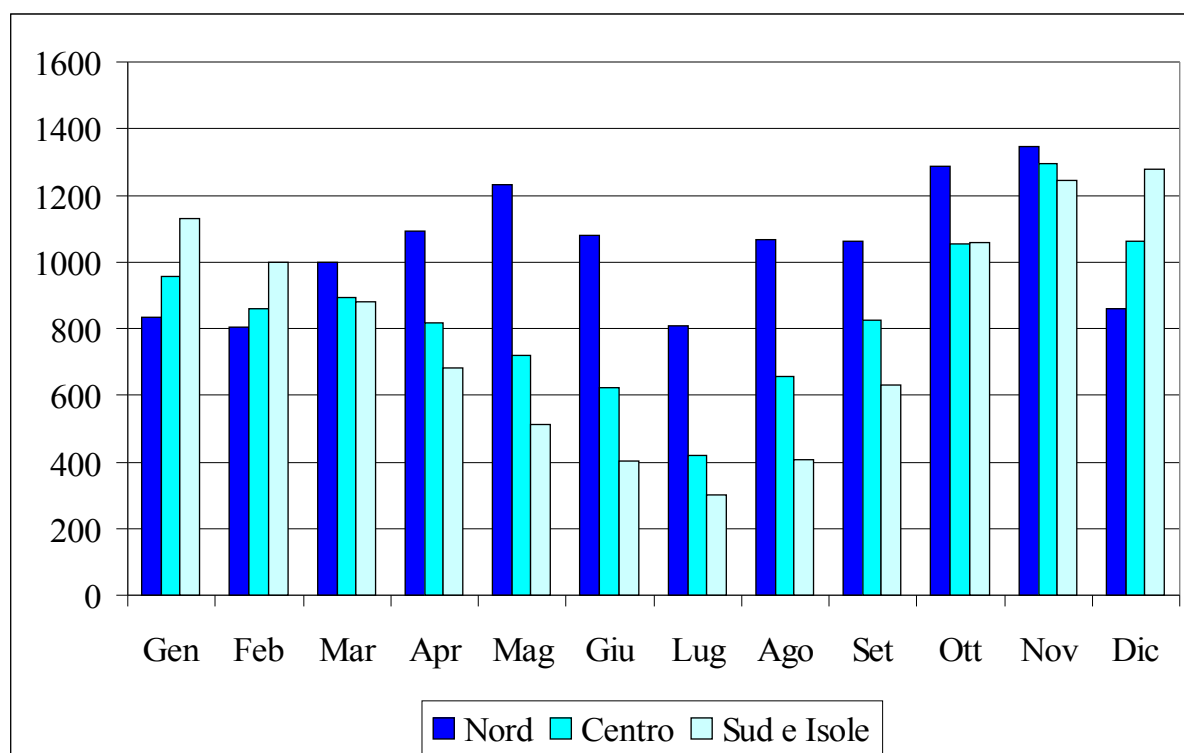


Figura 3.15: Piovosità medie mensili 1961-1990 [mm]

Questi invece i valori di potenza installata e di producibilità media annua:

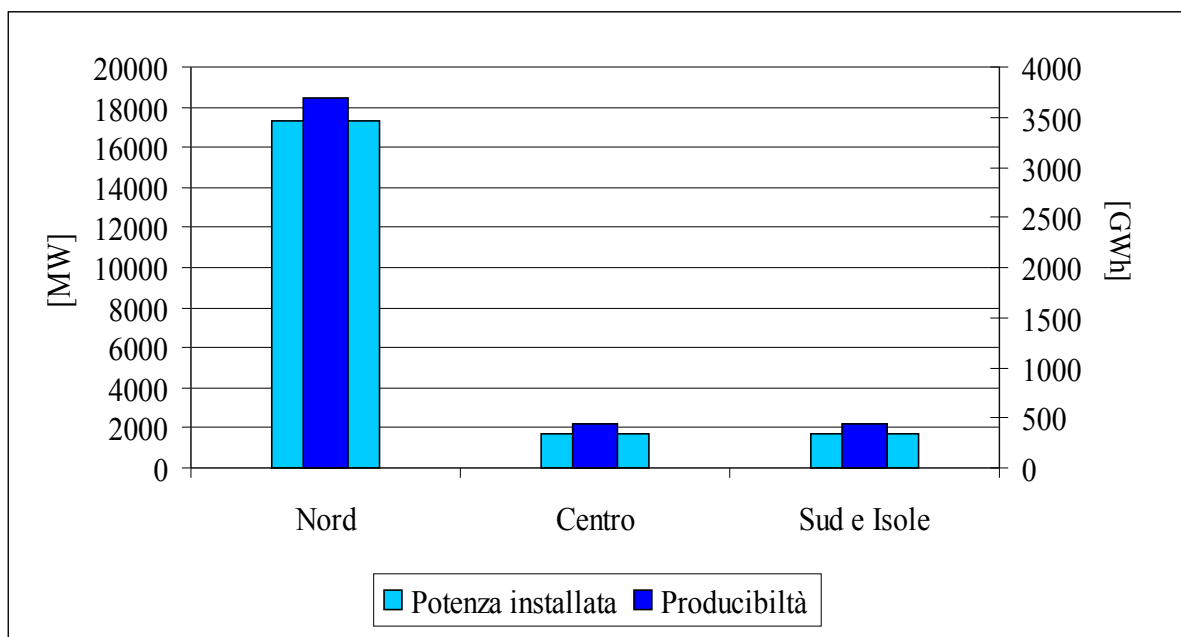


Figura 3.16: Idroelettrico ad acqua fluente

La distribuzione dei fattori di carico da inserire come input in *EnergyPLAN* è stata quindi realizzata in maniera proporzionale ai valori di piovosità, tenendo conto della ripartizione della potenza installata nelle varie zone. Si sono trascurate variazioni giornaliere ed orarie all'interno dei singoli mesi.

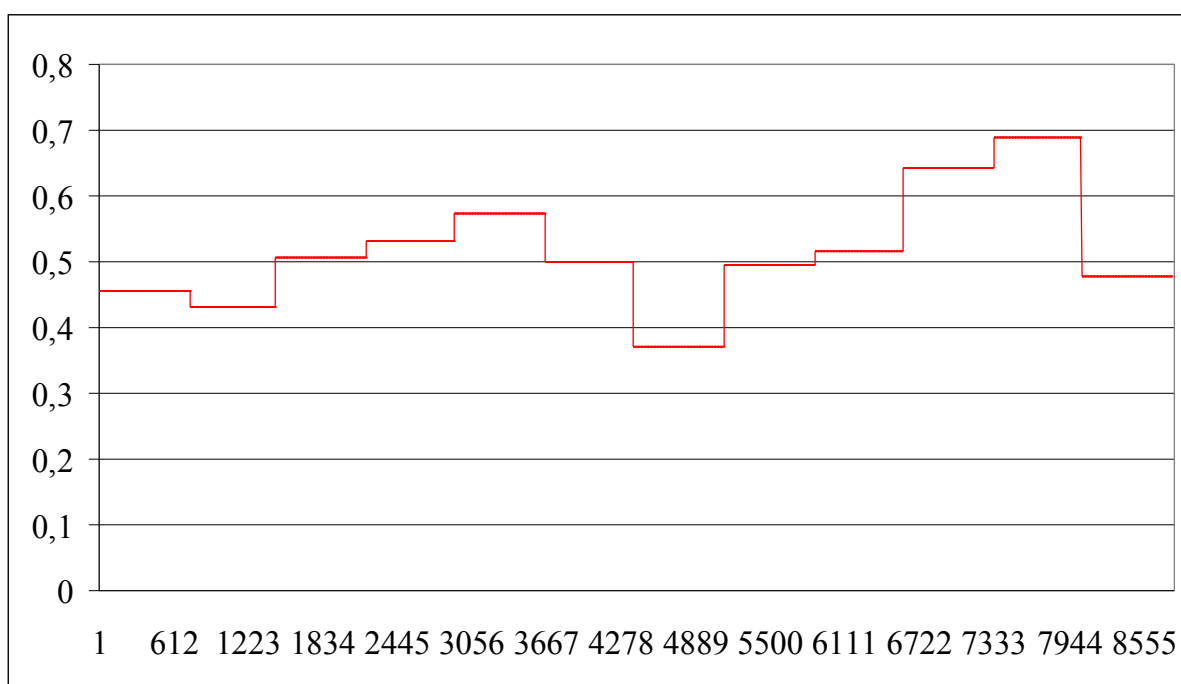


Figura 3.17: Distribuzione dei fattori di carico per l'idroelettrico ad acqua fluente

Il valore di potenza installata complessivamente risulta pari a circa *4.500 MW*, per una producibilità annua di circa *20,7 TWh*. Anche in questo caso, è stata imposta una capacità di stabilizzazione della rete pari a zero.

Idroelettrico con accumulo

In questa categoria sono stati inseriti gli impianti idroelettrici classificati sia del tipo con *serbatoi di regolazione stagionale* (con durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore), che quelli con *bacini di modulazione settimanale o giornaliera* (con durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2 ore).

EnergyPLAN permette di modellare il parco di produzione idroelettrico con possibilità di accumulo attraverso i seguenti parametri: potenza delle turbine, efficienza delle turbine, capacità di accumulo, apporti naturali (valore in TWh/anno e distribuzione). Inoltre, è possibile specificare la potenza delle pompe e la loro efficienza, qualora sia prevista la presenza di sistemi di accumulo per pompaggio.

Per le efficienze, è stato impostato un valore pari all'*80%* sia per le turbine che per le pompe. Per quanto riguarda invece le capacità installate, i valori inseriti in *EnergyPLAN* sono circa *16.700 MW* per le turbine (in accordo con i valori di potenza riportati nei rapporti Terna per le voci “*impianti a serbatoio*” e “*impianti a bacino*”), e circa *7.500 MW* per le pompe: si è infatti scelto di inserire il valore di potenza disponibile riportato da Terna come “*impianti a serbatoio di pompaggio puro e misto*” (si distingue tra pompaggio puro e misto quando gli apporti naturali che alimentano il serbatoio superiore siano in media inferiori o superiori al 5% del volume d’acqua mediamente turbinata in un anno). Sempre dal materiale disponibile online dal sito web di Terna, è stato possibile ricavare la capacità di accumulo complessiva dei serbatoi idroelettrici presenti sul territorio, stimata pari a circa *7.700 GWh*.

Per la costruzione della distribuzione oraria degli apporti naturali, che è necessario inserire in *EnergyPLAN*, si è proceduto sulla base dei seguenti dati disponibili:

- andamento annuale medio dei coefficienti di invaso (percentuale di invaso dei serbatoi riferita all’invaso massimo in energia), come riportato in figura
- producibilità media mensile da idroelettrico (bacino/serbatoio *sommato* al fluente)
- producibilità media mensile dal solo idroelettrico ad acqua fluente, precedentemente

stimata come illustrato

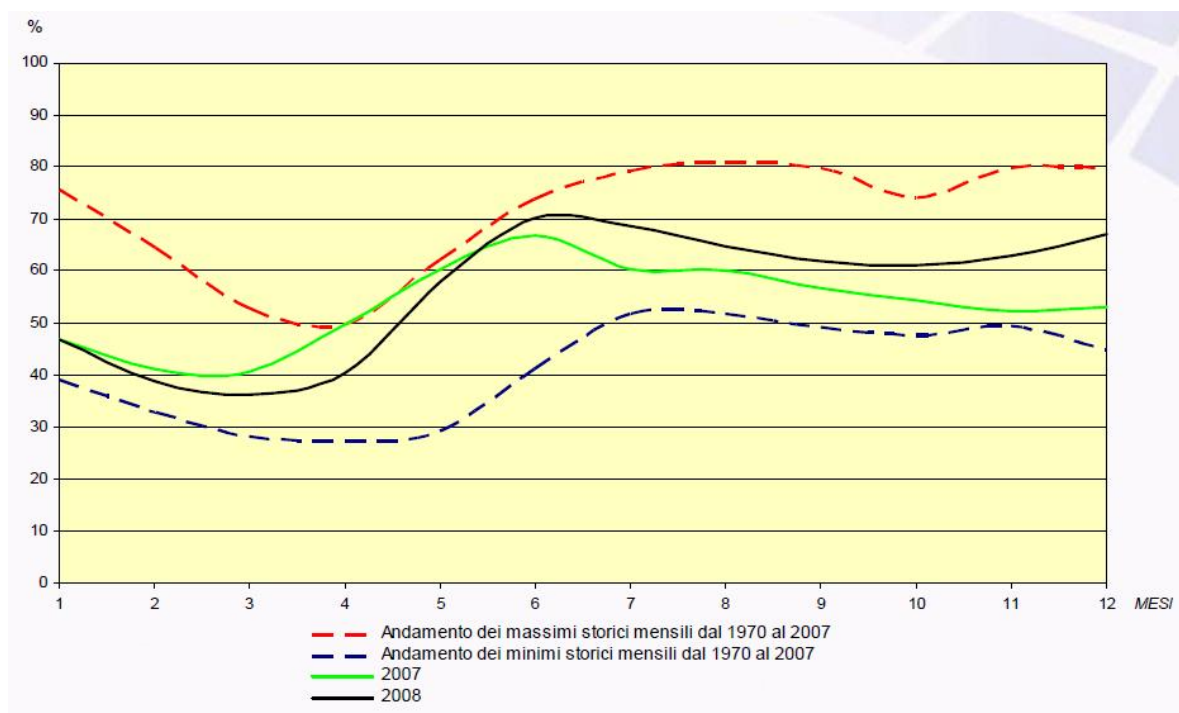


Figura 3.18: Coefficienti di invaso dei serbatoi idroelettrici (Terna)

[GWh]	Prod. Idr. (serb./bac. +fluente)	Prod. Idr. (fluente)	Prod. Idr. (serb./acc.)	Livello medio accumulo	Apporti naturali
Gennaio	3240	1546	1694	3393	1822
Febbraio	3018	1369	1649	2862	1530
Marzo	3131	1720	1411	2360	1263
Aprile	3343	1743	1600	2301	1941
Maggio	4542	1951	2591	2744	3682
Giugno	5795	1646	4149	3452	5895
Luglio	5566	1263	4303	3835	5762
Agosto	4329	1688	2641	3924	3390
Settembre	3838	1699	2139	3806	2556
Ottobre	3149	2185	964	3599	998
Novembre	3506	2269	1237	3835	1782
Dicembre	3343	1622	1721	3688	2004

Tabella 3.4: Dati per la costruzione della distribuzione degli apporti d'acqua all'idroelettrico con accumulo

I valori della colonna “*Apporti Naturali*” sono stati così calcolati:

$$App_i = Liv_i - Liv_{i-1} + \frac{Prod_{serb./bac.,i}}{\eta_{turb}}$$

avendo indicato con *App* gli apporti naturali, con *Liv* il valore del livello dell'accumulo, con $Prod_{serb./bac.}$ la producibilità media da impianti idroelettrici con accumulo (tutto in termini di energia per il dato mese), e con η_{turb} l'efficienza delle turbine idrauliche. Per quanto riguarda la distribuzione nelle 8784 ore, anche in questo caso sono state considerate nulle le variazioni orarie e giornaliere all'interno dei vari mesi. Questo il risultato, normalizzato tra 0 e 1:

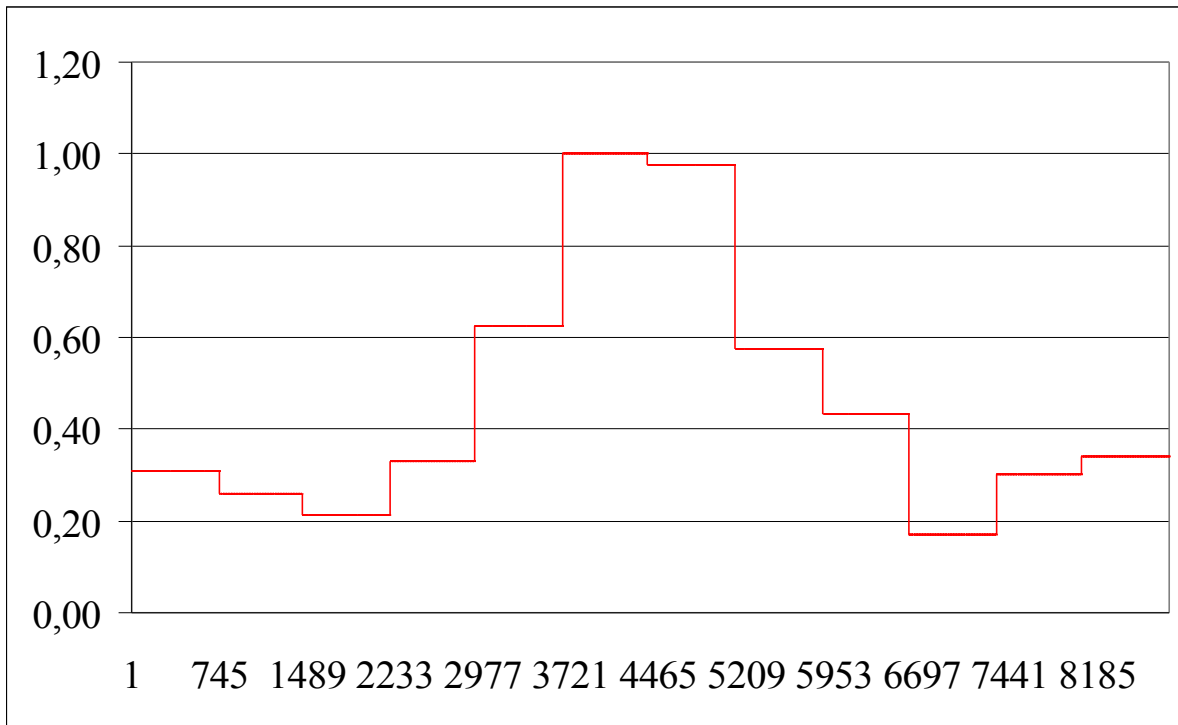
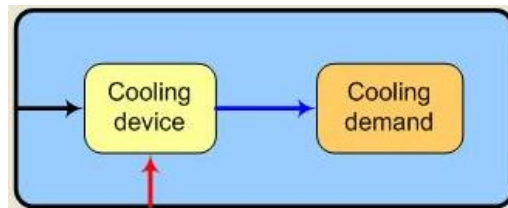


Figura 3.19: Distribuzione degli apporti naturali di acqua per gli impianti idroelettrici con accumulo

Il valore annuo totale, in termini di energia, per gli apporti naturali, è stato posto pari a circa 32,6 TWh, così da avere al netto del rendimento delle turbine, la producibilità media indicata da Terna, pari a 26,10 TWh annui.

3.2.4 Raffrescamento (*Cooling*)



In questa sezione vengono definiti i consumi di elettricità ed energia termica (sistemi ad assorbimento) per la climatizzazione estiva. La possibilità di disaggregare tali consumi da quanto ad esempio già contabilizzato nella domanda di energia elettrica complessiva, viene data per poter eventualmente analizzare scenari in cui il calore prodotto da impianti di teleriscaldamento possa esser sfruttato anche nel periodo estivo per l'alimentazione di impianti di refrigerazione ad assorbimento.

Non è semplice trovare informazioni dettagliate riguardo a questi dati, per cui si è scelto di esplicitare solamente i consumi di energia elettrica per impianti di climatizzazione di piccola taglia (raffrescamento residenziale). Stime riguardo ai consumi di sistemi di climatizzazione di taglia inferiore ai 7 kW sono disponibili nel materiale proposto da E. Ghielmi (presidente Co.Aer. (Associazione Costruttori di apparecchiature ed impianti aeraulici) per convegno “Edilizia ad alta efficienza energetica” (Milano 2006): *“Le nuove tecnologie e il miglioramento della performance ai carichi parziali per la riduzione dei consumi”* disponibile sul sito web Co.Aer.

Sulla base di tali dati, sono stati stimati per il 2008 un totale di circa 11.500.000 di unità, con un consumo totale annuo di circa 13,9 TWh. Ipotizzando un COP (*Coefficient of Performance*) pari a 2,5 il fabbisogno di energia per la climatizzazione estiva residenziale risulta essere circa 34,8 TWh/anno.

Per quanto riguarda la distribuzione oraria della domanda, si è fatto riferimento nuovamente al documento [19], applicando l'andamento proposto per il carico frigorifero nella giornata tipo “estiva” ai mesi di giugno, luglio ed agosto.

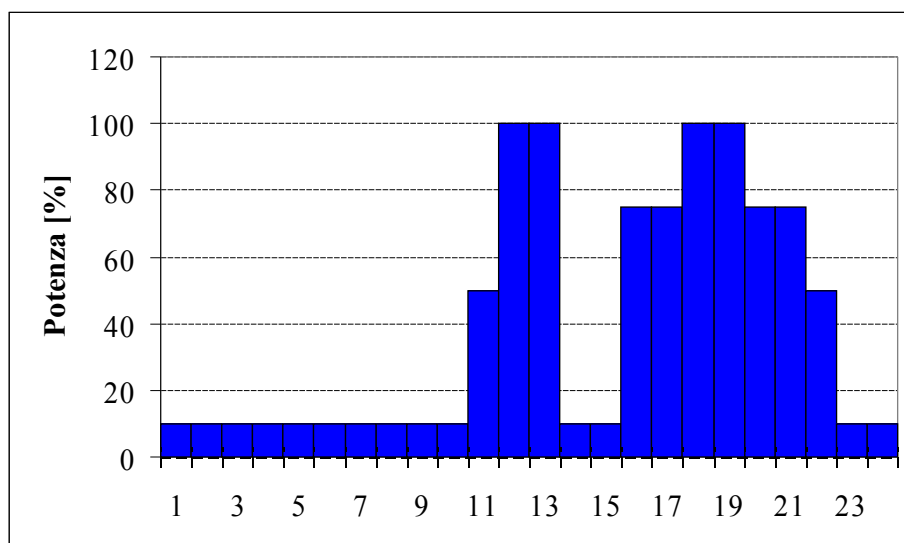
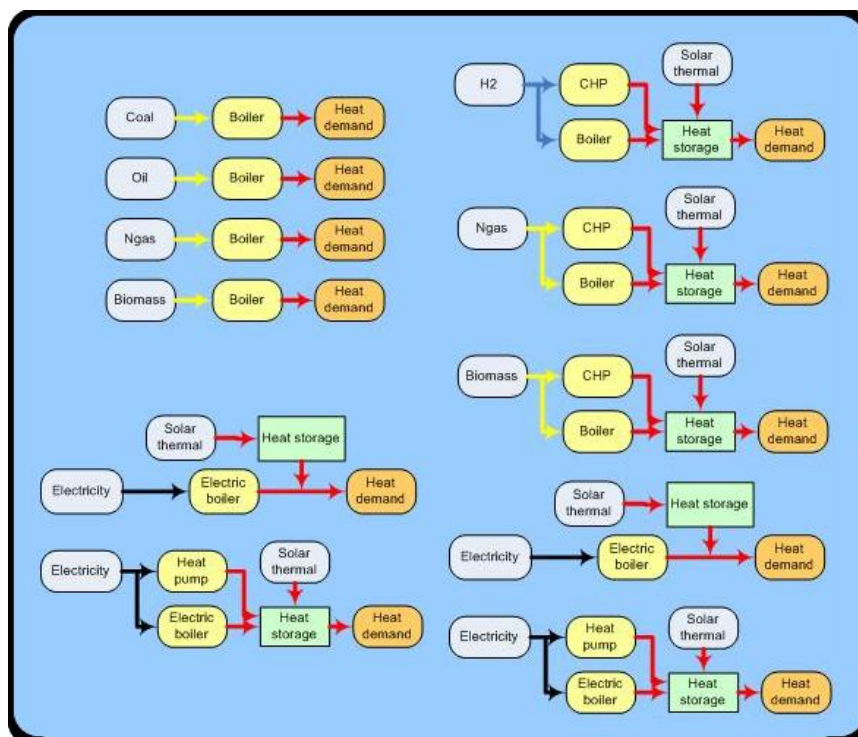


Figura 3.20: Distribuzione del carico frigorifero nella giornata tipo “estiva”

3.2.5 Riscaldamento domestico e microgenerazione (*Individuals*)



In questa sezione è possibile definire i consumi e le modalità con cui viene effettuato il riscaldamento domestico residenziale e la produzione di acqua calda sanitaria. A questo livello del lavoro, sono stati presi in considerazione solamente i sistemi di riscaldamento mediante

caldaia (*boilers*) ed elettrico tradizionale (non sono stati inseriti dati riguardanti pompe di calore o microcogeneratori), oltre all'integrazione con la fonte solare termica. Il software calcola il fabbisogno di energia termica sulla base dei valori dei consumi a consuntivo, generalmente reperibili nei bilanci energetici nazionali, e dei valori di efficienza del sistema di produzione. Nel caso dell'Italia, si sono sfruttati i messi a disposizione da ENEA (relativi al 2007), e le efficienze indicate in tabella:

[TWh/anno]	<i>Carbone</i>	<i>Olio</i>	<i>Gas</i>	<i>Biomassa</i>	<i>En. Elettrica</i>
<i>Input combustibile</i>	0,1	28	180	20	8,7
<i>Efficienza</i>	70%	80%	90%	70%	-
<i>Fabbisogno</i>	0,07	22,40	162	14	8,7

Tabella 3.5: Fabbisogno di energia termica per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria

L'andamento orario della domanda utilizzato è lo stesso proposto nella sezione del teleriscaldamento.

Per quanto riguarda la produzione di energia termica grazie alla fonte solare, è necessario inserire i seguenti input:

- *andamento orario* della radiazione
- *capacità del sistema di accumulo*, espressa in giorni
- *solar share*, ovvero la percentuale di utenze che hanno a disposizione sistemi di utilizzazione della fonte solare termica
- *input termico*, ovvero il contributo della fonte solare che sarebbe possibile sottrarre teoricamente al consumo di combustibile, se non vi fossero limitazioni legate al mancato utilizzo della fonte solare stessa (disponibilità di radiazione in momenti in cui non vi è necessità di riscaldamento, sistemi di accumulo non sufficientemente capienti...)

Sulla base di questi dati, EnergyPLAN calcola l'energia termica realmente convertita dai collettori. Si noti che tale energia non va ad *aumentare il fabbisogno*, ma a *ridurre il consumo* di combustibili: poiché al momento il contributo del solare termico è minimo, tale differenza è del tutto trascurabile.

Per quanto riguarda l'andamento orario della radiazione solare, si è proceduto sfruttando la distribuzione creata in precedenza per il fotovoltaico, sostituendo i valori di energia elettrica prodotta giornalmente con quelli di irradiazione su superficie inclinata all'angolo ottimale.

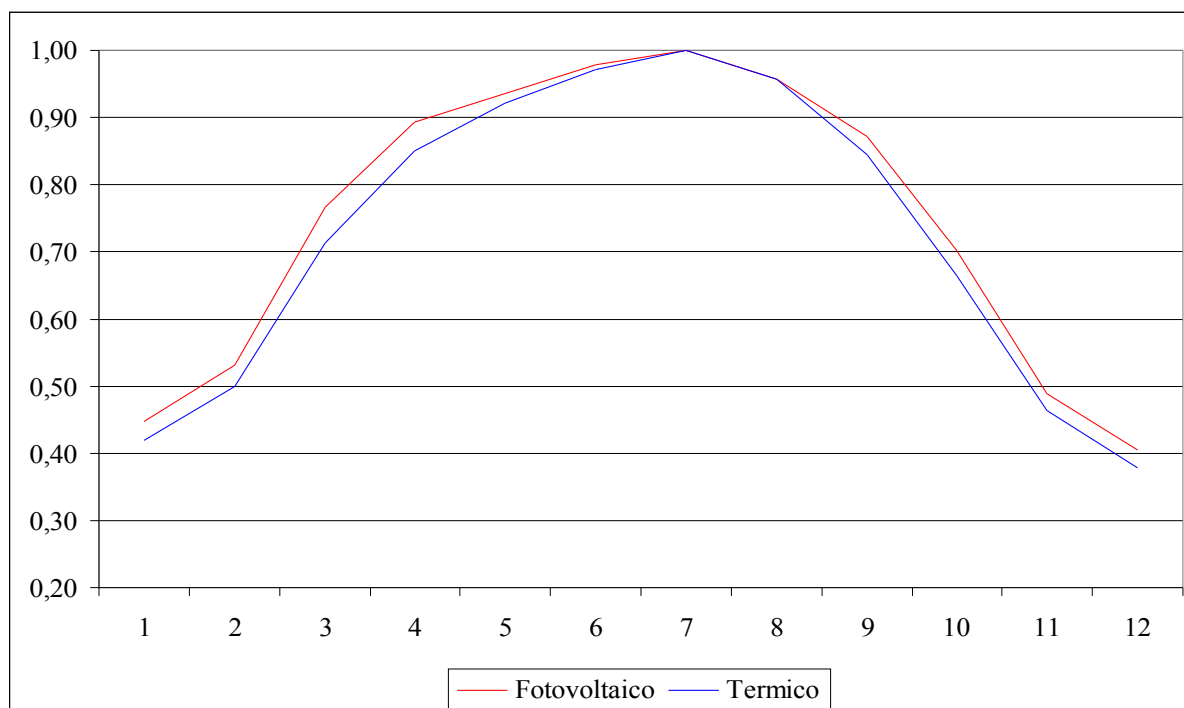


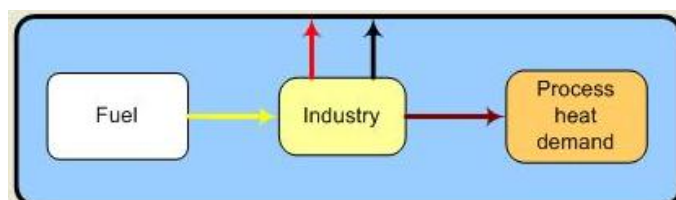
Figura 3.21: Andamento normalizzato mensile della produzione giornaliera di energia elettrica da fotovoltaico e dell'irradiazione giornaliera su superficie inclinata con angolo ottimale

Come si nota dalla figura, le curve hanno un andamento simile. L'andamento leggermente più piatto della curva relativa alla produzione da fotovoltaico si spiega tenendo conto del noto effetto di diminuzione del rendimento delle celle all'aumentare della temperatura.

Il valore della capacità del sistema di accumulo è stato posto pari ad un giorno. Per quanto riguarda il *solar share*, si è seguita l'approssimazione proposta in [17]. Secondo le stime riportate anche nello studio della Federazione Italiana Energy Manager (FIRE) “*Analisi del potenziale della microgenerazione in Italia*” [21], in Italia sono presenti circa 11,1 milioni di edifici ad usi abitativi. Secondo quanto riportato invece in “*Solar thermal markets in Europe – Trend and market statistics 2008*” della European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF) [22], al 2008 risultano essere installati in Italia circa 1,6 milioni di metri quadri di collettori. Ipotizzando un valore medio di 3 m² di pannelli per una singola installazione, si è ipotizzato un *solar share* pari a circa il 4%. Infine, i valori di *input termico* sono stati inseriti

per le varie utenze (caldaie a carbone, olio, gas, biomassa), in maniera proporzionale al contributo della fonte sul totale, e così da avere come output il valore stimato dai dati proposti da ENEA e in [22], pari a circa $0,8 \text{ TWh/anno}$.

3.2.6 Consumi e cogenerazione industriale



In questa sezione è possibile definire i consumi di combustibile del settore industriale (*Industry*) e quelli relativi ad altri settori che non rientrano nelle categorie finora considerate (*Various*). In particolare, nella categoria *Various* sono stati contabilizzati i dati relativi ai consumi energetici dell'agricoltura e del settore terziario (al netto di quanto già specificato per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria). I dati sono tratti dal rapporto ENEA 2008.

[TWh/anno]	<i>Carbone</i>	<i>Olio</i>	<i>Gas</i>	<i>Biomassa</i>
<i>Industria</i>	51	83	167	4
<i>Altro</i>	-	60	109	3

Tabella 3.6: Consumi industriali e di altri settori produttivi

In questa sezione è inoltre possibile specificare la produzione di energia elettrica prodotta in cogenerazione a livello industriale (senza quindi ulteriori input di combustibili rispetto a quanto riportato in tabella). Per quantificare l'energia elettrica prodotta in cogenerazione, si è fatto riferimento al documento “*Relazione sullo sviluppo della Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) in Italia: la produzione 2007*” del Gestore del Sistema Elettrico GSE [22]. In base alla direttiva dell'European Parliament and Council 2004/8/EC, “*Promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market*”, che costituisce il nuovo riferimento europeo in materia di cogenerazione e che l'Italia ha già recepito con il Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n.20, “*Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della CAR basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché' modifica alla direttiva 92/42/CEE*”, dal 1 gennaio 2011 gli impianti

cogenerativi verranno definiti *ad alto rendimento*, quando il loro indice di risparmio di energia primaria (*Primary Energy Saving, PES*) sarà superiore al 10% (per i soli impianti di taglia superiore ad 1MW elettrico: altrimenti, sarà sufficiente un PES maggiore di zero). Tale indice è così definito:

$$\begin{aligned}
 PES &= 100 \times \frac{C_s - C_c}{C_s} = 100 \times \left(1 - \frac{C_c}{C_s} \right) = \\
 &= 100 \times \left(1 - \frac{C_c}{C_{SH} + C_{SE}} \right) = 100 \times \left(1 - \frac{C_c}{\frac{H_{CHP}}{\eta_{SH}} + \frac{E_{CHP}}{\eta_{SE}}} \right) = 100 \times \left[1 - \frac{1}{\frac{H_{CHP}}{(\eta_{SH} \times C_c)} + \frac{E_{CHP}}{(\eta_{SE} \times C_c)}} \right] = \\
 &= 100 \times \left[1 - \frac{1}{\frac{H_{CHP}}{(\eta_{SH} \times C_c)} + \frac{E_{CHP}}{(\eta_{SE} \times C_c)}} \right] = 100 \times \left[1 - \frac{1}{\frac{\eta_{HCHP}}{\eta_{SH}} + \frac{\eta_{ECHP}}{\eta_{SE}}} \right]
 \end{aligned}$$

dove:

- $C_s = C_{SH} + C_{SE}$ è l'energia primaria totale che si sarebbe consumata per produrre separatamente calore (H_{CHP}) e energia elettrica (E_{CHP})
- C_c è l'energia primaria del combustibile utilizzato per la produzione combinata delle energie E_{CHP} ed H_{CHP}
- η_{SH} è il rendimento termico convenzionale dell'impianto di sola produzione di calore
- η_{SE} è il rendimento elettrico convenzionale dell'impianto di sola produzione di energia elettrica
- η_{HCHP} è il rendimento termico effettivo dell'impianto di cogenerazione nell'anno considerato
- η_{ECHP} è il rendimento elettrico effettivo dell'impianto di cogenerazione nell'anno considerato

I rendimenti di riferimento η_{SH} e η_{SE} , sono stabiliti dalla Decisione della Commissione Europea del 21 dicembre 2006, “*Che fissa valori di rendimento di riferimento armonizzati*

per la produzione separata di elettricità e di calore in applicazione della direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio”, e vanno opportunamente corretti (come previsto dalla Decisione stessa) per tener conto dell’effettiva temperatura media nella località di installazione e delle perdite di trasporto sulla rete (che vengono evitate se l’energia elettrica viene consumata “in loco”) e delle perdite di trasformazione (tanto minori quanto più bassa è la tensione della rete elettrica cui l’impianto è connesso).

In [22] i criteri che, come detto, entreranno in vigore a partire da gennaio 2011, sono stati applicati alla produzione del 2007. Sulla base dei calcoli effettuati, risulta che in Italia, nel 2007, sono stati prodotti in CAR circa 23 TWh elettrici e 32 TWh termici. Da notare come, analizzando invece i dati Terna, i valori di energia prodotti in cogenerazione risultino essere pari a circa 108 TWh elettrici e circa 57 TWh termici. Per gli scopi di questo lavoro, si è ritenuto opportuno contabilizzare in questa sezione di *EnergyPLAN* la sola energia elettrica prodotta in CAR, che risponde cioè a precisi requisiti di efficienza: la restante quota verrà verosimilmente contabilizzata dal software come prodotta da impianti termoelettrici tradizionali. In conclusione, tenendo conto della quota di energia elettrica prodotta in cogenerazione da impianti di teleriscaldamento precedentemente analizzati, il valore inserito in *EnergyPLAN* è stato approssimato a 20 TWh.

Per quanto riguarda la distribuzione oraria della produzione di energia elettrica, l'ipotesi esemplificativa è stata quella di una produzione a potenza nominale nei giorni lavorativi, e nulla durante i fine settimana, le festività ed il mese di agosto. Con queste considerazioni, si ha una produzione pari a circa 5500 ore: valore questo che non si discosta molto dai valori tipici per industrie che lavorano a ciclo continuo (su tre turni), e che verosimilmente possono essere le più adatte all'installazione di impianti cogenerativi.

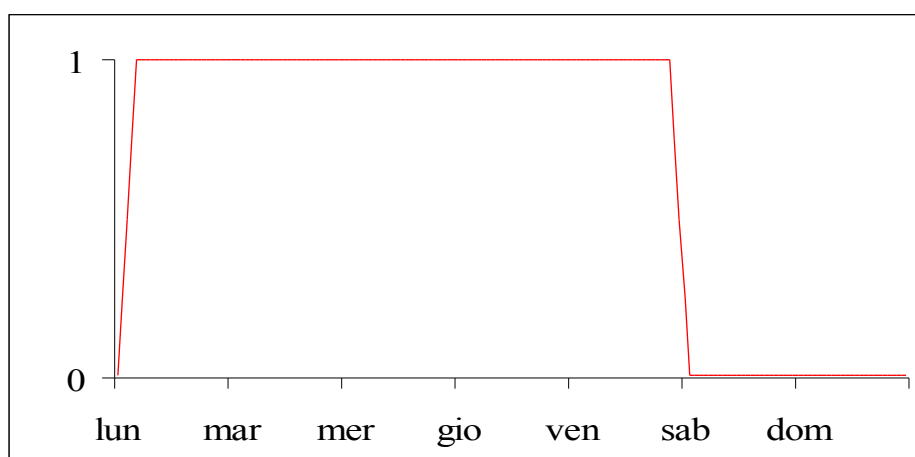
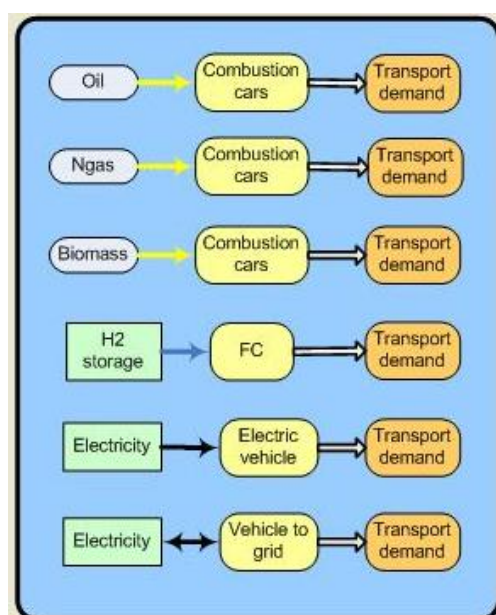


Figura 3.22: Distribuzione oraria semplificata della produzione di energia elettrica da cogenerazione industriale

3.2.7 Trasporti



Anche per questa sezione, si è fatto riferimento ai dati dei bilanci annuali di ENEA (valori 2007), disponibili sul portale web.

	<i>Jet Fuel</i>	<i>Diesel</i>	<i>Benzina</i>	<i>Gas</i>
[TWh/anno]	50	295	145	20

Tabella 3.7: Consumi per il settore dei trasporti

Allo stato attuale, non sono stati inseriti valori relativi a veicoli alimentati tramite i vettori idrogeno od elettrico.

3.2.8 Ulteriori parametri di input

Per il calcolo della produzione di anidride carbonica, sono stati presi a riferimento i seguenti valori:

[kg/GJ]	<i>Coal</i>	<i>Oil</i>	<i>Gas</i>	<i>Biomass</i>
<i>Produzione di CO₂</i>	95	74	57	-

Tabella 3.8: Valori di riferimento per il calcolo della produzione di anidride carbonica

Per quanto riguarda la capacità massima per gli scambi con l'estero, il limite è stato posto a *1000 MW*: si ricorda infatti che questo valore riguarda solamente le esportazioni, poiché delle importazioni si è già tenuto conto come descritto nel paragrafo 3.2.2

3.3 Verifica del modello sullo stato attuale del sistema energetico italiano

Prima di procedere con l'analisi di possibili scenari, si è ritenuto opportuno validare la correttezza del modello implementato in *EnergyPLAN* testando sulla situazione attuale del sistema energetico nazionale. Per procedere, oltre ai valori di input precedentemente illustrati, è stato necessario impostare i seguenti ulteriori parametri:

- *strategia di ottimizzazione*: si è scelto di eseguire una ottimizzazione di tipo *tecnico*
- *strategia di regolazione*: dato il basso livello di penetrazione della cogenerazione allo stato attuale, questa scelta è praticamente ininfluente sui risultati dei calcoli. In ogni caso, si è scelto di utilizzare la modalità di *inseguimento della domanda di calore*
- *minima produzione da impianti stabilizzanti*: anche questo parametro allo stato attuale del sistema elettrico non rappresenta un vincolo significativo. A titolo di esempio, per questa fase di test del modello, si sono utilizzati valori pari al 30% e al 70%, ottenendo risultati identici
- *regolazione della CEEP*: in questo caso i valori di CEEP per il sistema allo stato attuale risultano essere del tutto trascurabili, non rendendo necessario impostare

alcuna opzione di regolazione

Questi i principali parametri forniti in output da *EnergyPLAN*, lanciando la simulazione con il modello presentato:

<i>Consumo totale di energia primaria</i>	1910 TWh/anno
<i>Produzione di anidride carbonica</i>	435 Mt/anno

Il tabella, si riporta in dettaglio il bilancio energetico annuale del settore elettrico:

Consumi	[TWh]	Produzione	[TWh]
<i>Consumi vari (perdite comprese)</i>	315,4	<i>T.E. tradizionale (base)</i>	189,5
<i>Riscaldamento elettrico</i>	8,7	<i>T.E. tradizionale (modulato)</i>	29,8
<i>Climatizzazione residenziale estiva</i>	13,9	<i>Cogenerazione</i>	23,7
<i>Esportazioni</i>	2,5	<i>Idroelettrico accumulo</i>	30,9
<i>Pompaggi</i>	7,5	<i>Idroelettrico fluente</i>	20,7
		<i>Geotermoelettrico</i>	5,3
		<i>Eolico</i>	4,9
		<i>Fotovoltaico</i>	0,2
		<i>Importazioni</i>	43,0
Totale	348,0	Totale	348,0

Tabella 3.9: Risultati EnergyPLAN – Italia, stato attuale: bilancio elettrico annuale

Nelle seguenti figure, viene mostrata la gestione del sistema elettrico elaborata da *EnergyPLAN* durante le 24 ore dei giorni di massimo e minimo carico nell'anno di riferimento:

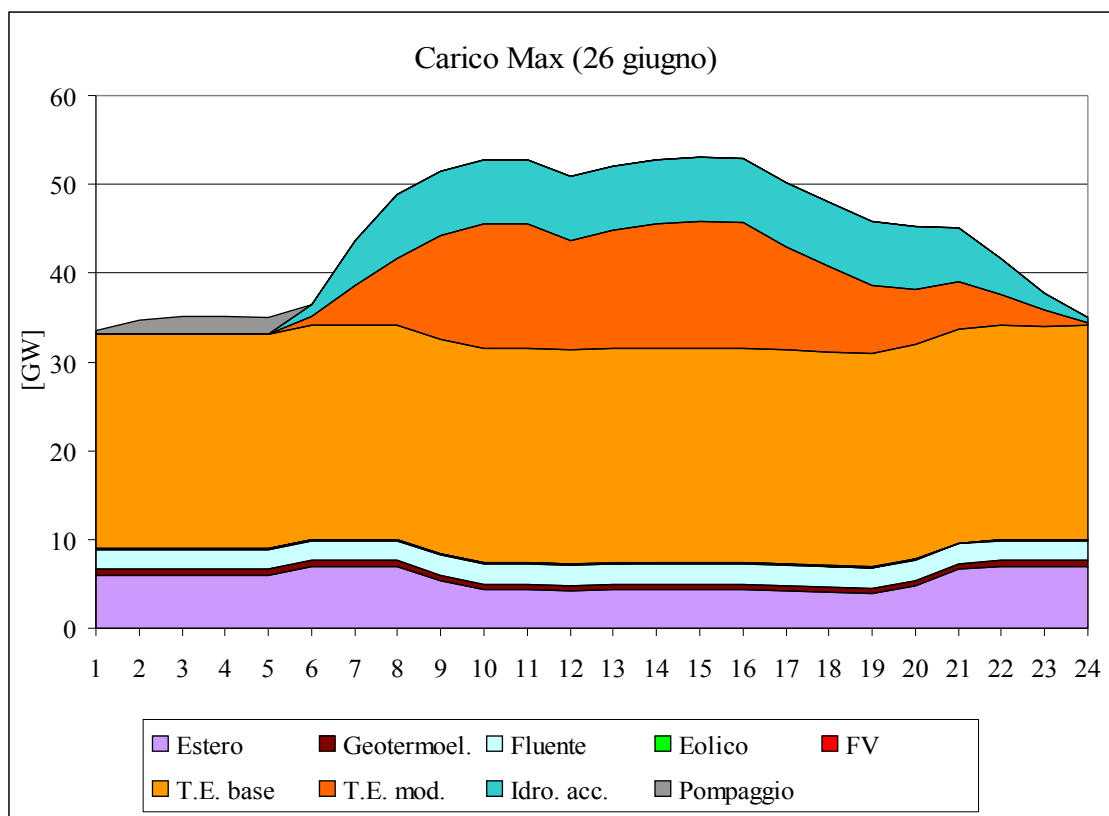


Figura 3.23: Ripartizione della produzione elettrica – giorno di carico massimo

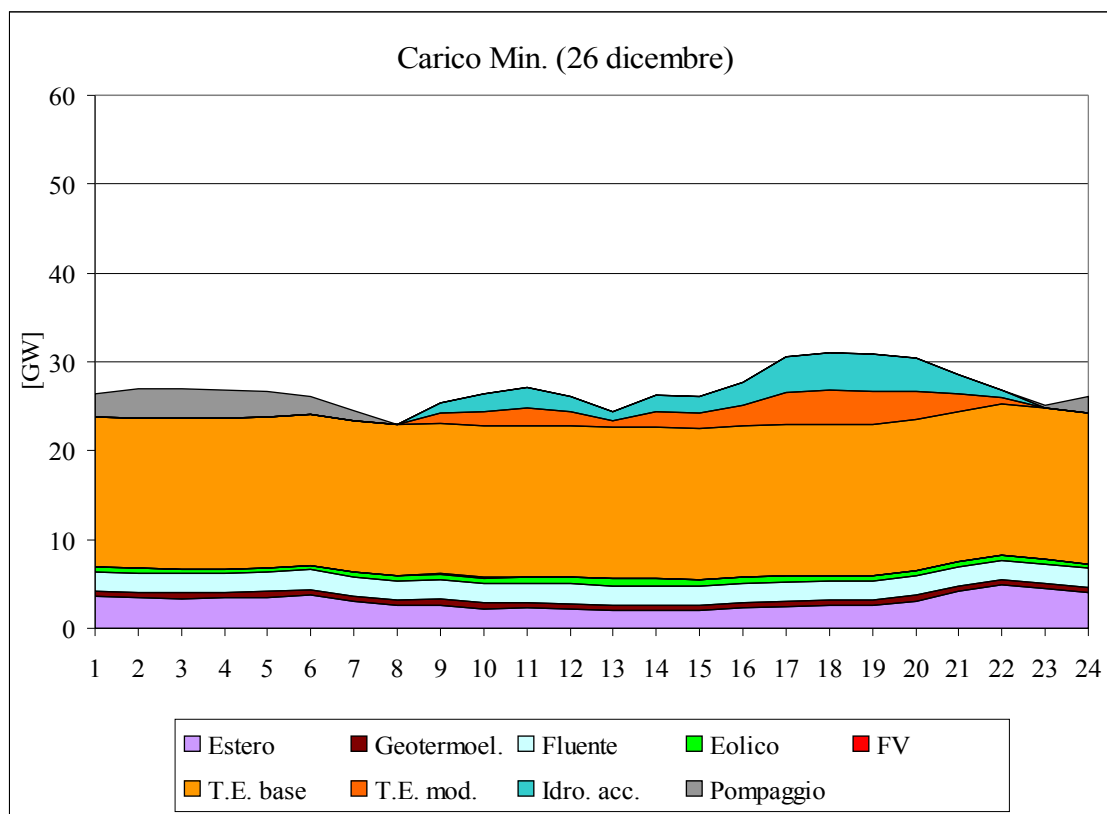
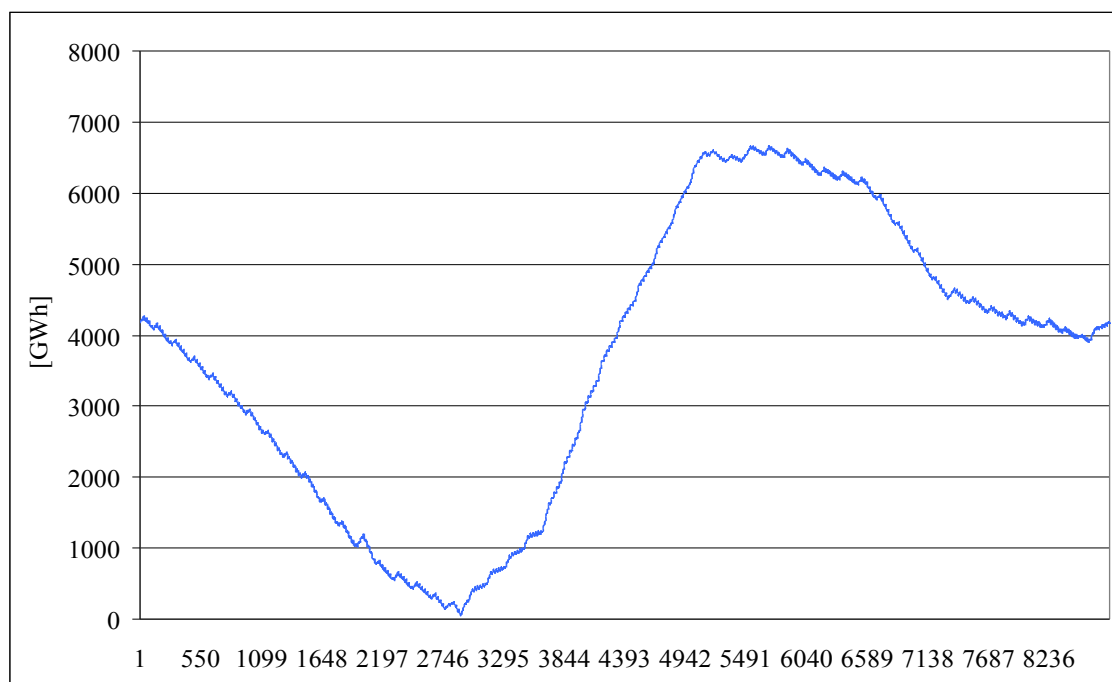


Figura 3.24: Ripartizione della produzione elettrica – giorno di carico minimo

In figura 3.24, invece, l'andamento durante l'anno del livello dell'accumulo nei serbatoi idroelettrici risultante dai calcoli:



Tutti i risultati illustrati sono del tutto congruenti, per gli scopi del lavoro, con quanto riscontrabile dai rapporti annuali forniti da ENEA e TERNA. Un dato particolarmente significativo, oltre ai due valori riassuntivi relativi al consumo di energia primaria e alla produzione di anidride carbonica (entrambi al netto del saldo con l'estero), è quello relativo all'energia spesa per il pompaggio per accumulo: la verosimiglianza di questo valore con i dati storici disponibili, così come il valore relativo alle esportazioni, è una conferma della buona modellazione del sistema elettrico, soprattutto per quanto riguarda i vincoli imposti sulla rigidità della produzione termoelettrica *di base*.

Capitolo 4

Analisi di scenari significativi

In questo capitolo verranno proposte alcune analisi basate sullo sviluppo di determinati scenari di espansione delle fonti rinnovabili intermittenti (eolico e fotovoltaico), concentrando l'attenzione sugli effetti sul sistema elettrico ed energetico nel suo complesso, e sulla loro interazione con altre tecnologie innovative di produzione o utilizzo dell'energia. Tali analisi sono state condotte utilizzando il software *EnergyPLAN* precedentemente descritto, sulla base del modello del sistema energetico italiano in esso implementato.

4.1 Penetrazione delle risorse rinnovabili intermittenti nel sistema elettrico in uno scenario di base

Nelle analisi presentate in questo scenario, vengono analizzati gli effetti dell'espansione delle risorse eoliche e fotovoltaiche nell'ipotesi in cui il resto del sistema elettrico rimanga alle condizioni attuali, precedentemente descritte.

I vari grafici, ottenuti per tre diversi valori della potenza fotovoltaica installata (*1.000*, *5.000* e *10.000 MW*), rappresentano, in funzione della potenza eolica connessa in rete, le seguenti grandezze:

- E_{FRI} : Produzione di energia elettrica da eolico e fotovoltaico espressa come percentuale del fabbisogno complessivo (al *netto* di pompaggi ed esportazioni, pari quindi a circa *340 TWh/anno*, vedi paragrafo 3.2.1). Poiché, come consigliato nella guida di *EnergyPLAN* per sistemi con una significativa penetrazione delle fonti rinnovabili, si è scelta la strategia di regolazione per la riduzione della CEEP n°7 (paragrafo 3.1.3), la produzione da rinnovabile è stata così “corretta”:

$$E_{FV} + E_{eol} - \Delta E_{fl}$$

avendo indicato con ΔE_{fl} la decurtazione di energia da idroelettrico ad acqua fluente rispetto al potenziale massimo (3.2.3) dovuta appunto a motivi di regolazione della

CEEP

- $E_{TE_{mod}}$: Energia *primaria* consumata per la produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici modulabili (modellati come “*Power Plant condensing*” in *EnergyPLAN*, 3.2.2). In quanto, come detto, il sistema elettrico è stato lasciato invariato rispetto a quanto modellato per lo stato attuale (importazioni e termoelettrico di base compresi), sarà la variazione di tale parametro una misura dell'aumento o della riduzione dei consumi di combustibile

- *Scala*: si è indicato con questo termine il seguente rapporto:

$$\frac{E_{fabb} + E_{pomp} + E_{exp} + CEEP}{E_{fabb}}$$

avendo indicato con E_{fabb} il fabbisogno prima definito, con E_{pomp} l'energia spesa per i pompaggi per l'accumulo e con E_{exp} le esportazioni. Questo parametro è utile per avere un'idea di quanto le “*dimensioni del sistema*” possano aumentare per poter permettere un'espansione dello sfruttamento delle risorse rinnovabili intermittenti, a causa dell'aumento dell'energia in eccesso e di quella spesa per i pompaggi una volta fissate le “*condizioni al contorno*” del sistema

- E_{ecc} : l'energia elettrica prodotta in eccesso, esportabile o meno, a seconda delle limitazioni imposte (paragrafo 3.2.8)

Le curve all'interno dei singoli grafici sono stati ottenuti per tre valori di *grid stabilisation*, pari al 30%, al 70% e al 75%, mentre l'ottimizzazione effettuata è di tipo *tecnico*, a inseguimento della domanda di calore (paragrafo 3.1.2).

Gli andamenti “ideali” sono semplicemente quelli che si avrebbero se l'energia potenzialmente producibile da fonte rinnovabile non dovesse essere decurtata per i vari fattori limitanti, e se non dovesse essere necessario un aumento delle *dimensioni* del sistema: tali andamenti esprimono quindi una proporzionalità con l'aumento della potenza installata.

Poiché le ore equivalenti ottenute dal modello, sia per l'eolico che per il fotovoltaico, sono già piuttosto elevate (rispettivamente circa 1.600 e 1.200), non si è ritenuto opportuno modificare il *fattore di correzione* di cui al paragrafo 3.2.3.

Caso 1.A – Potenza fotovoltaica installata 1.000 MW

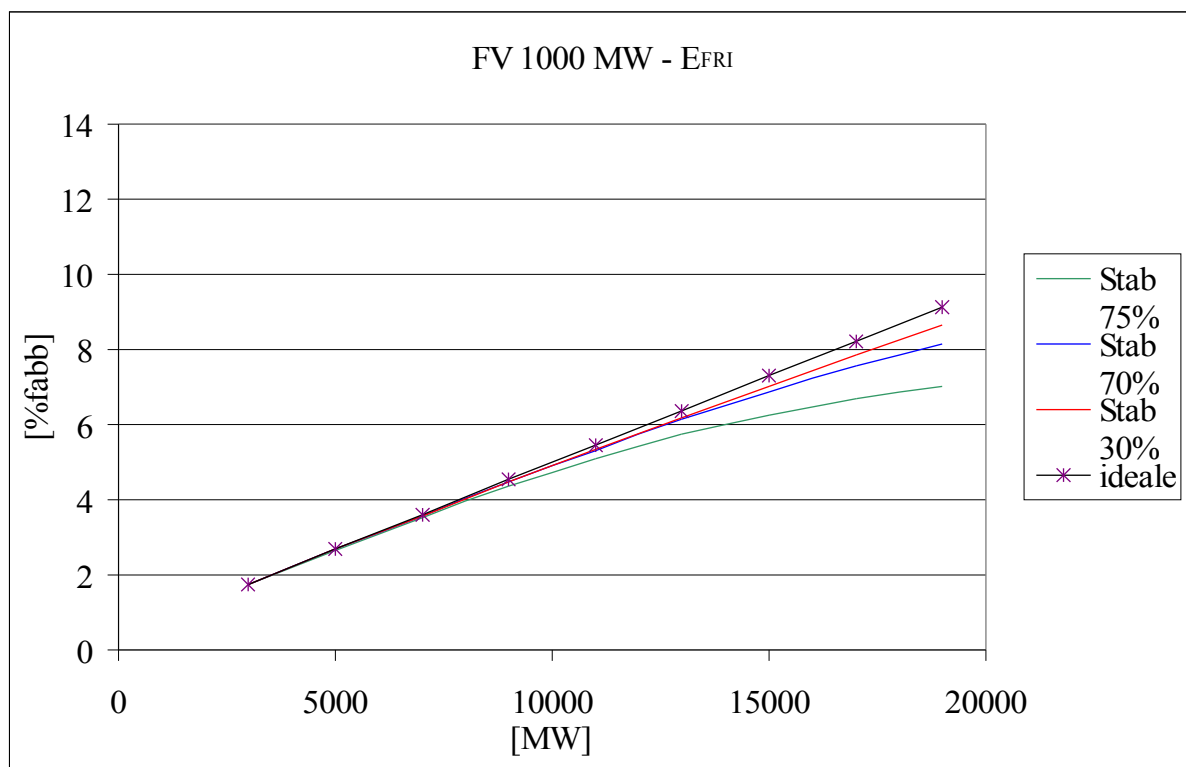


Figura 4.1: scenario attuale, produzione di energia da FRI (fotovoltaico 1.000 MW)

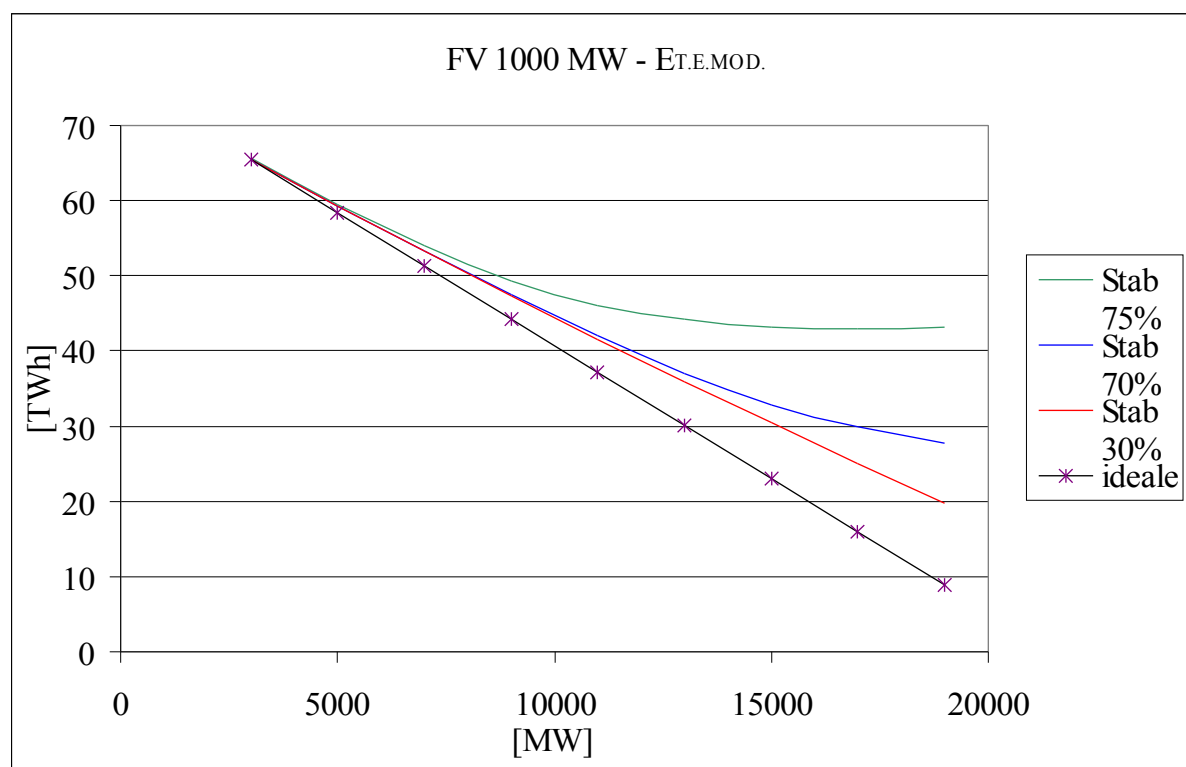


Figura 4.2: scenario attuale, energia primaria consumata da T.E. mod. (FV 1.000 MW)

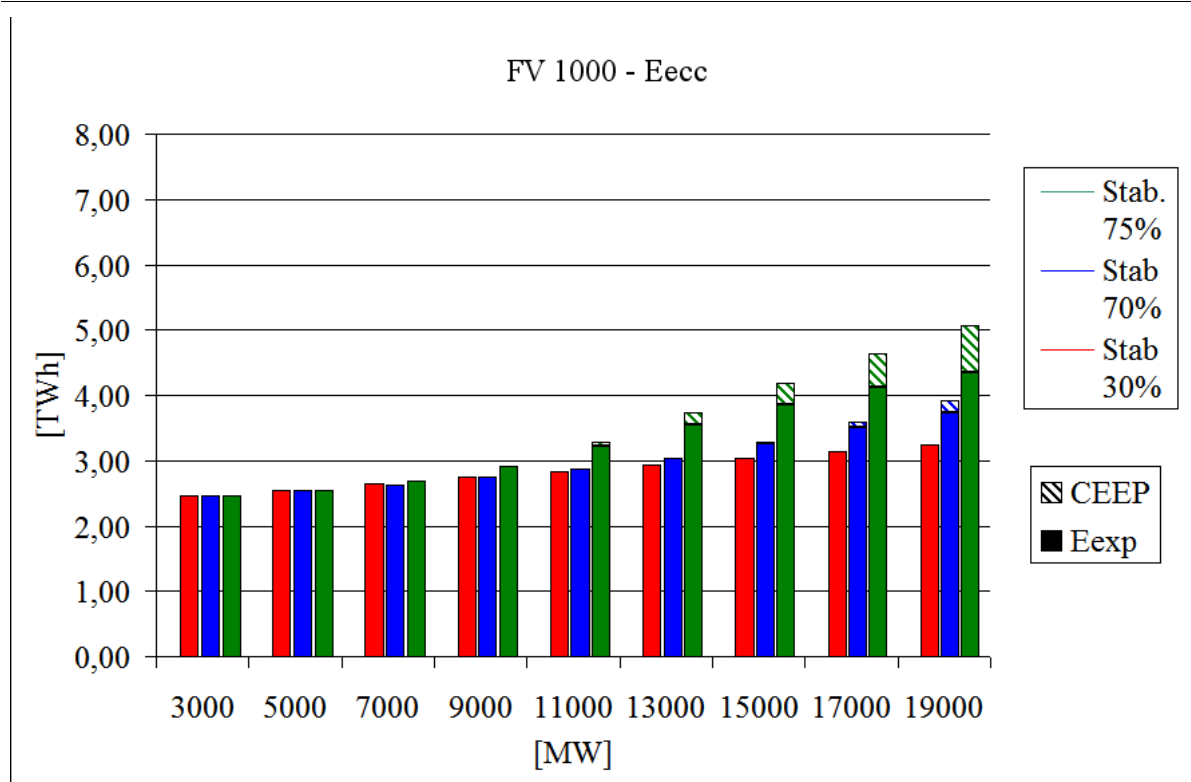


Figura 4.3: scenario attuale, energia in eccesso (fotovoltaico 1.000 MW)

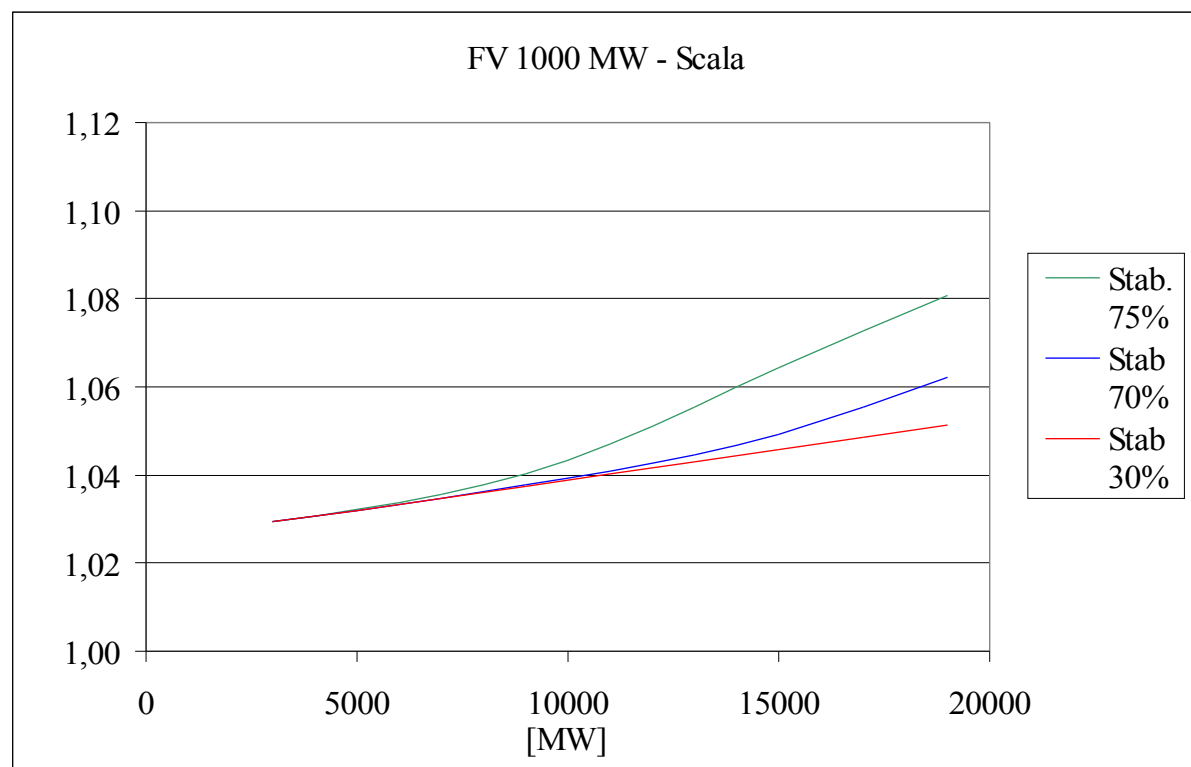


Figura 4.4: scenario attuale, "scala" del sistema (fotovoltaico 1.000 MW)

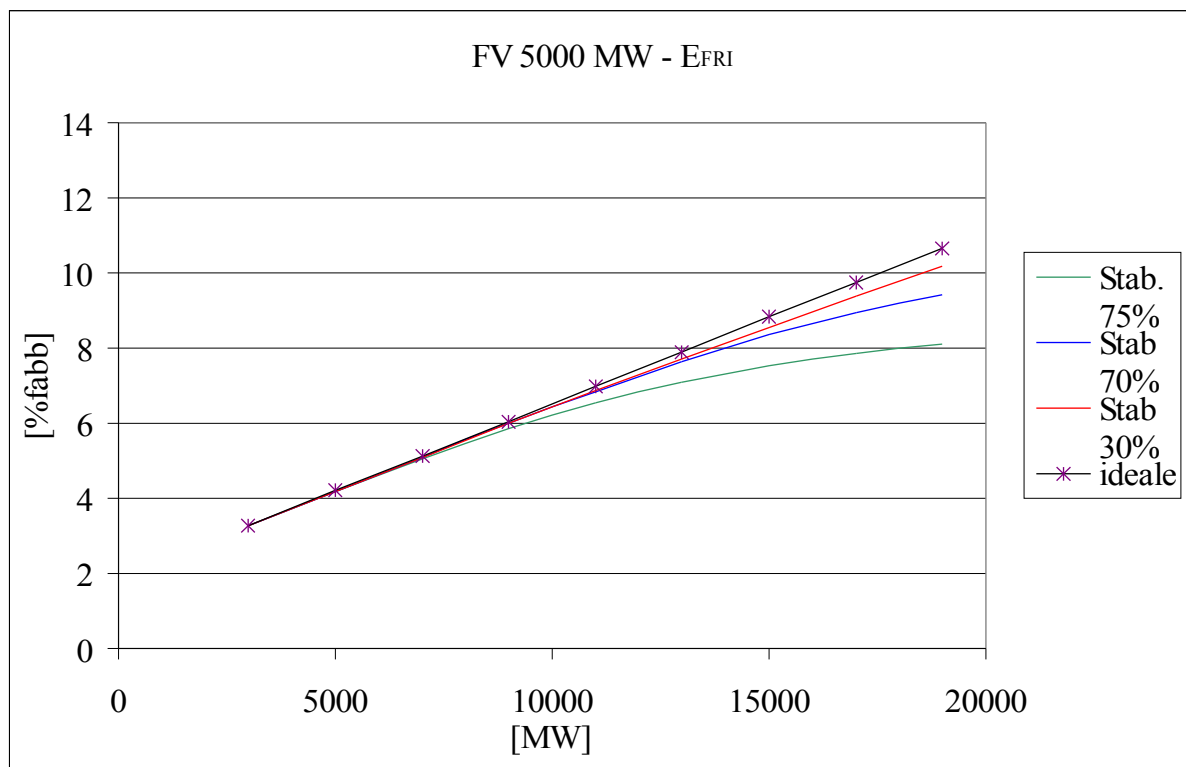
Caso 1.B – Potenza fotovoltaica installata 5.000 MW

Figura 4.5: scenario attuale, produzione di energia da FRI (fotovoltaico 5.000 MW)

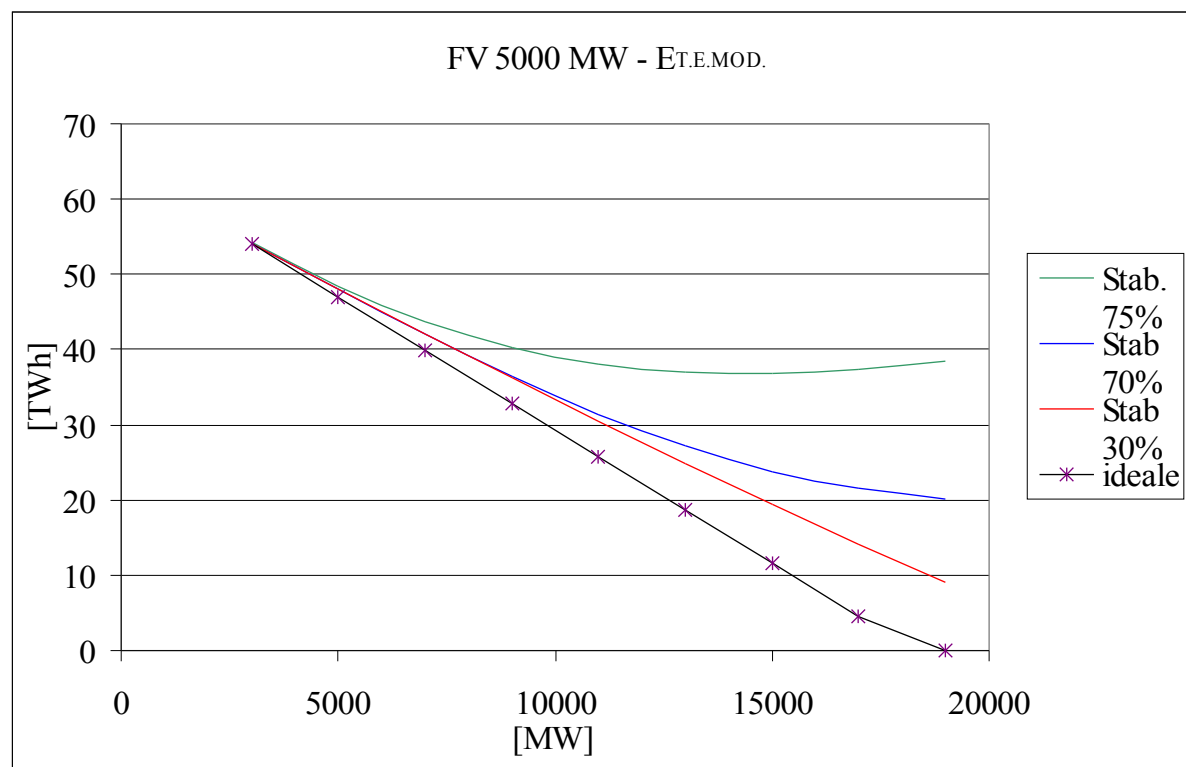


Figura 4.6: scenario attuale, energia primaria consumata da T.E. mod. (FV 5.000 MW)

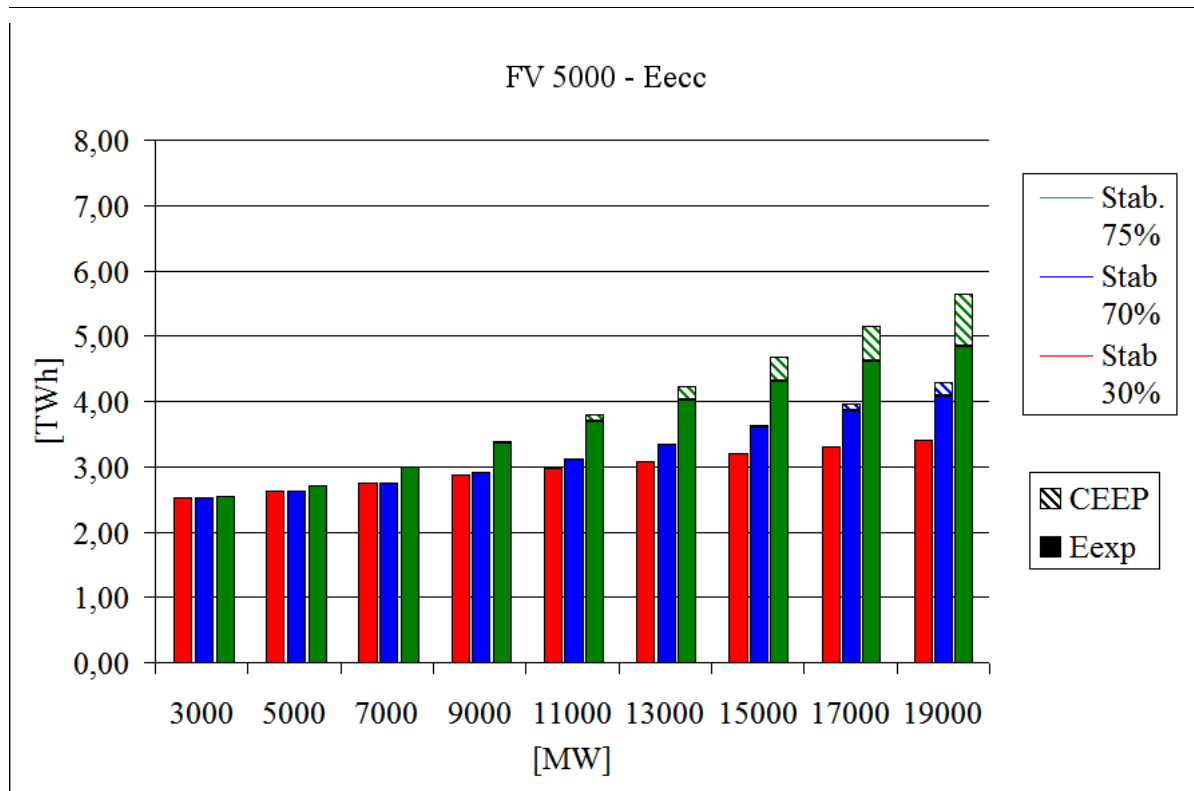


Figura 4.7: scenario attuale, energia in eccesso (fotovoltaico 5.000 MW)

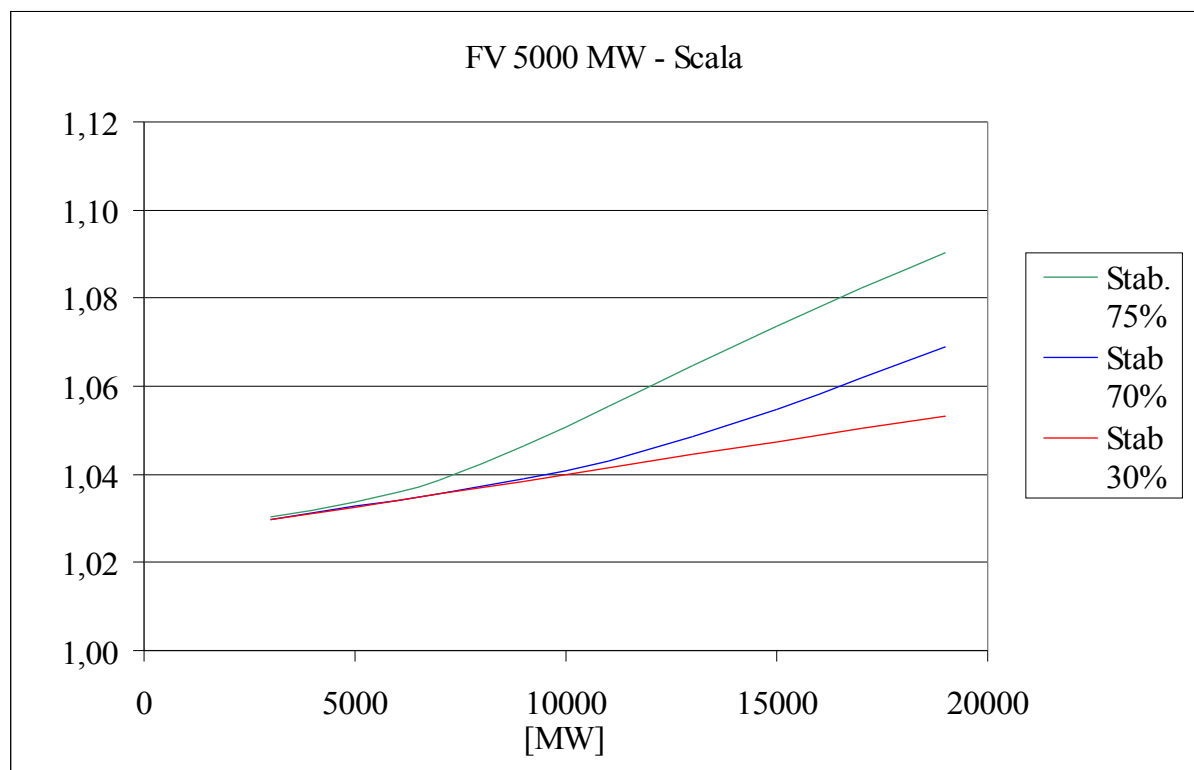


Figura 4.8: scenario attuale, "scala" del sistema (fotovoltaico 5.000 MW)

Caso 1.C – Potenza fotovoltaica installata 10.000 MW

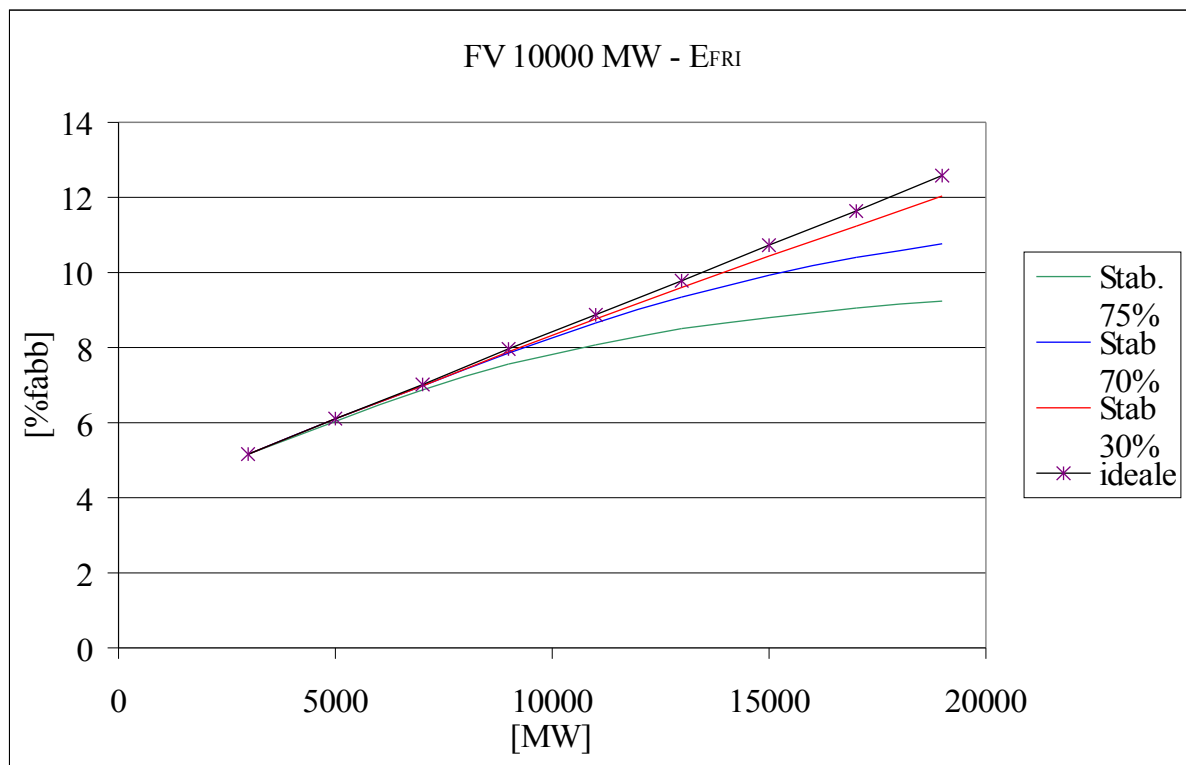


Figura 4.9: scenario attuale, produzione di energia da FRI (fotovoltaico 10.000 MW)

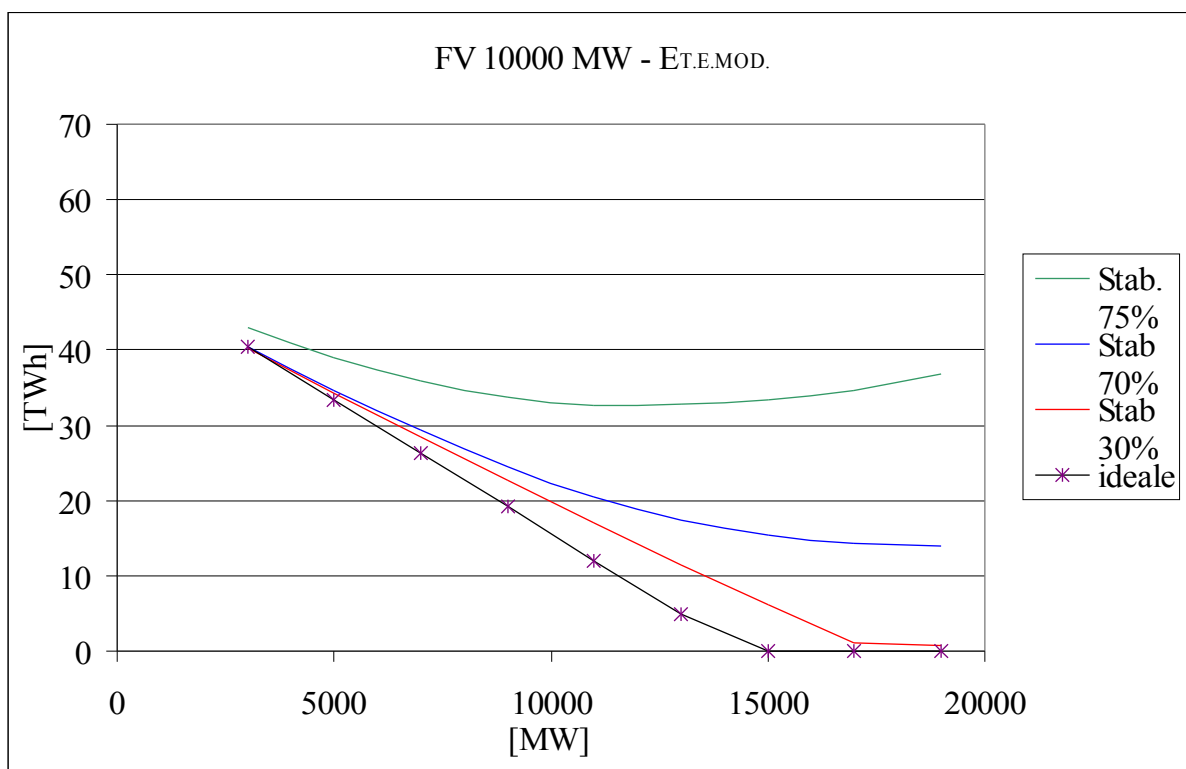


Figura 4.10: scenario attuale, energia primaria consumata da T.E. mod. (FV 10.000 MW)

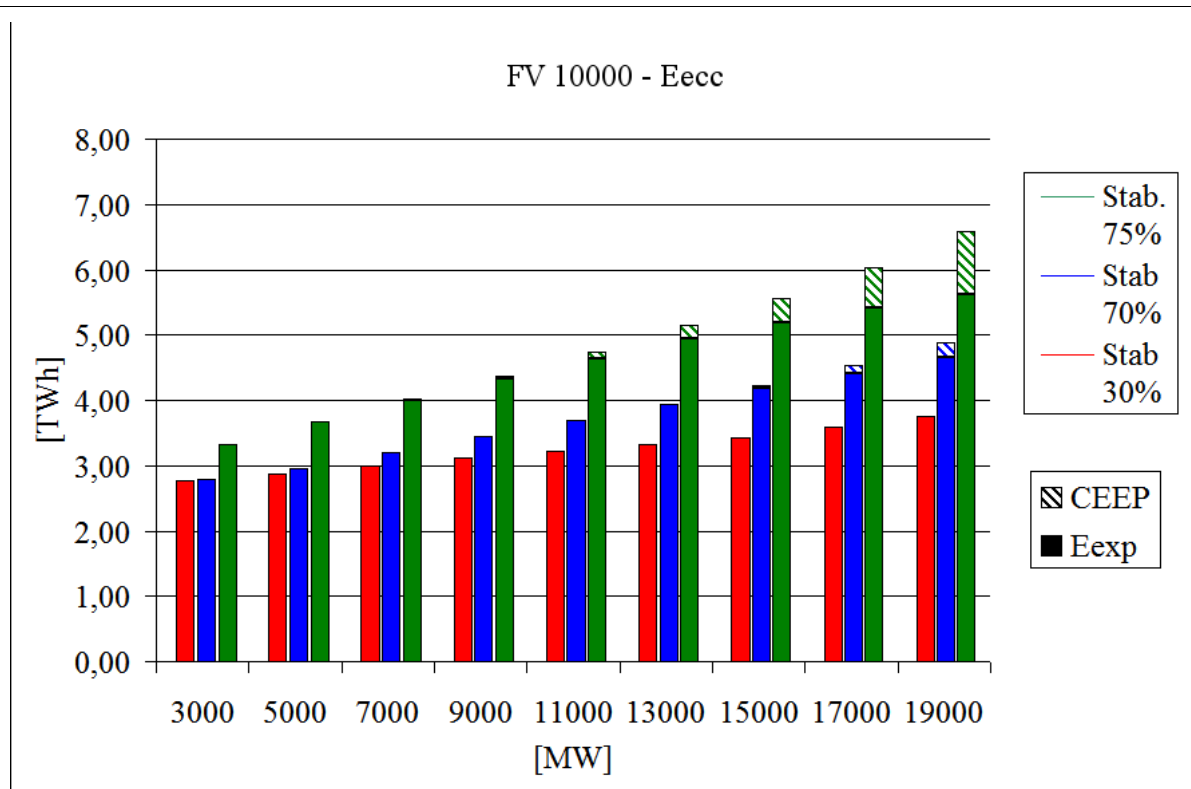


Figura 4.11: scenario attuale, energia in eccesso (fotovoltaico 10.000 MW)

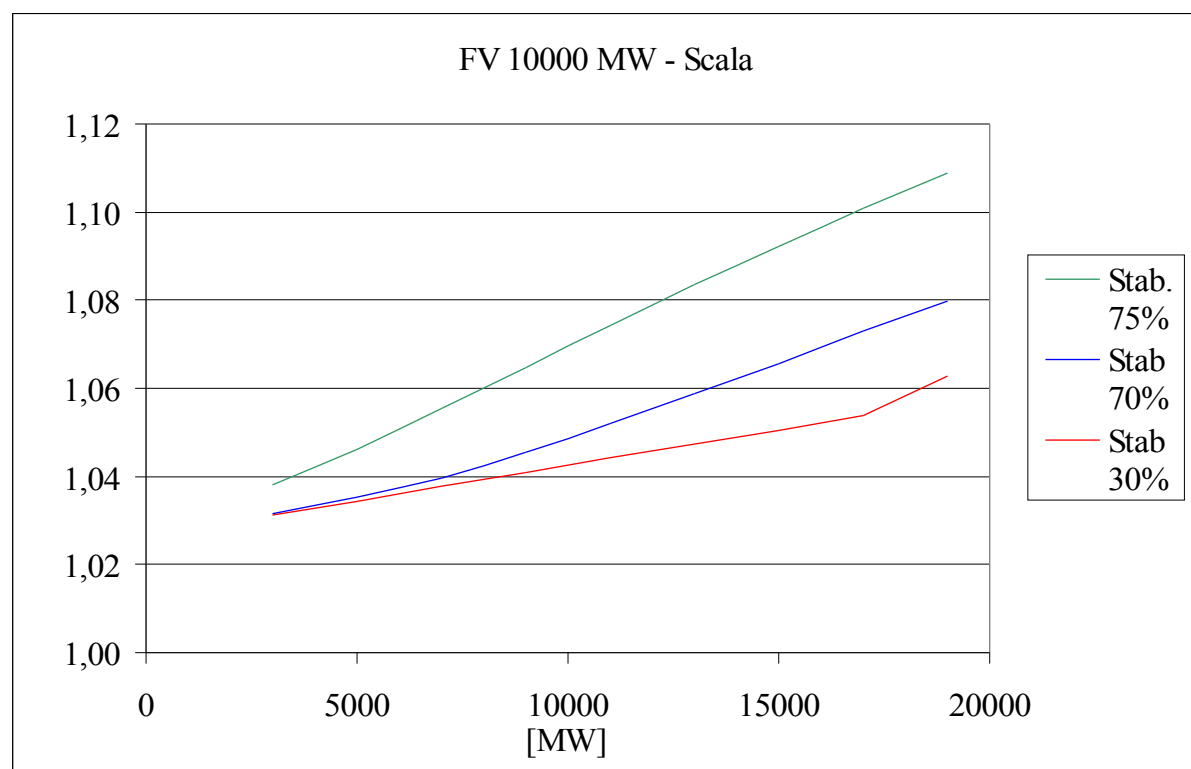


Figura 4.12: scenario attuale, "scala" del sistema (fotovoltaico 10.000 MW)

Confronto tra valori diversi di potenza fotovoltaica installata:

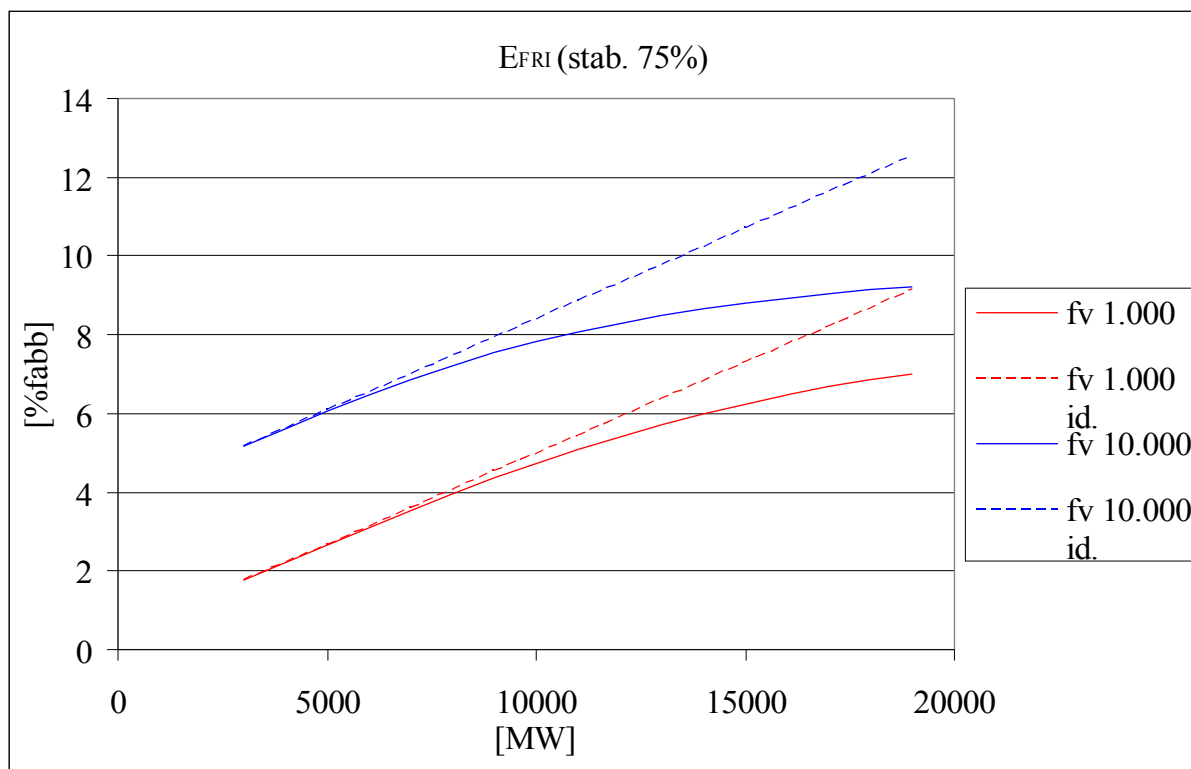


Figura 4.13: scenario attuale, produzione di energia da FRI (stab. 75%)

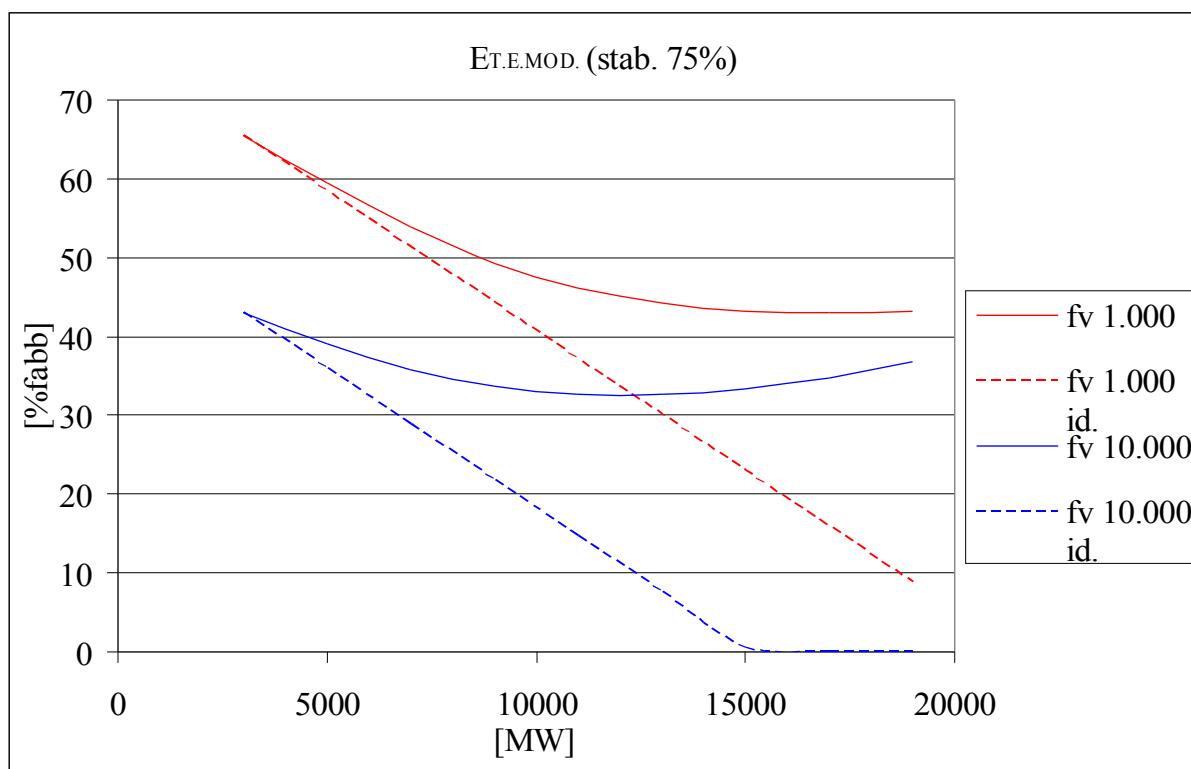


Figura 4.14: scenario attuale, energia primaria consumata da T.E. mod. (stab. 75%)

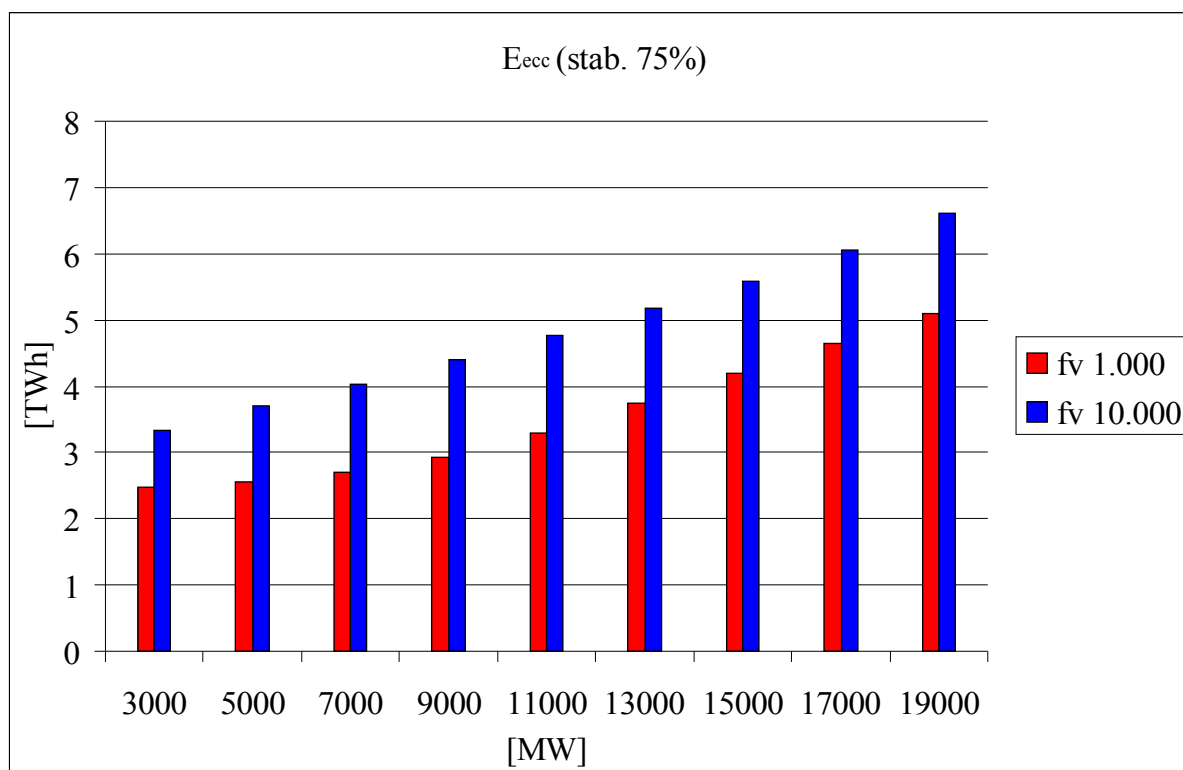


Figura 4.15: scenario attuale, energia in eccesso (stab. 75%)

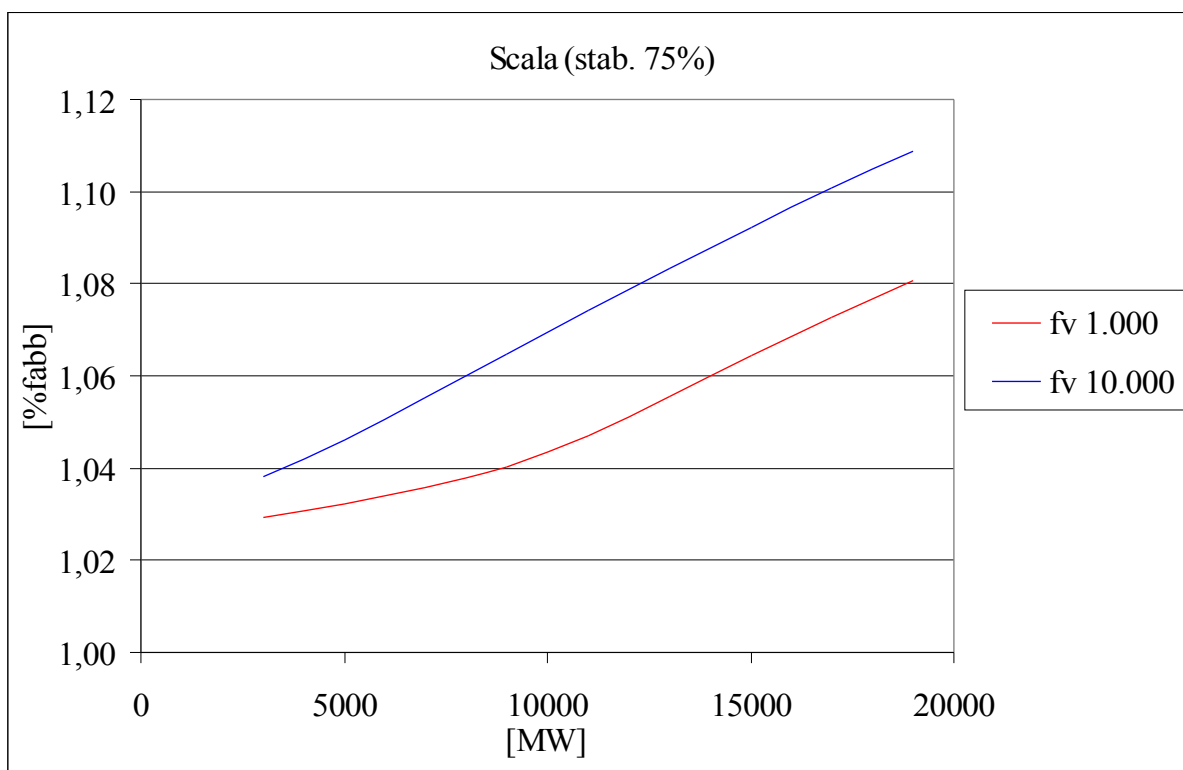


Figura 4.16: scenario attuale, "scala" del sistema (stab. 75%)

Dai grafici relativi agli andamenti dell'energia prodotta da fonte rinnovabile (figure 4.1, 4.5, 4.9), si nota immediatamente come, all'aumentare delle esigenze di potenza stabilizzante da parte della rete (ovvero per valori crescenti di *grid stabilisation*) le curve si discostino sempre di più dall'andamento ideale, come cioè divenga sempre più difficoltoso l'aumento della penetrazione delle rinnovabili intermittenti in termini di energia annua prodotta.

Inoltre, analizzando le figure relative ai consumi di energia primaria negli impianti termoelettrici modulabili (figure 4.2, 4.6, 4.10), ci si accorge di come la situazione sia analogamente critica anche per quanto riguarda la riduzione di tali consumi: per valori elevati di *grid stabilisation* si ha dapprima una più modesta riduzione dei consumi rispetto al caso ideale, dopodiché si ha addirittura un leggero aumento di tali consumi. Questo fenomeno trova spiegazione nel fatto che, nel caso di una rete particolarmente vincolata in termini di esigenze di potenza stabilizzante, per permettere un aumento della generazione da fonte rinnovabile occorre un aumento nella produzione da fonte fossile, con conseguente aumento della “scala” del sistema (figure 4.4, 4.8, 4.12), dovuta sia all'aumento dell'energia richiesta per i pompaggi che agli eccessi di produzione (figure 4.3, 4.7, 4.11).

Potrebbero sorgere, a proposito degli eccessi di produzione, delle obiezioni relativamente al fatto di aver mantenuto le importazioni ad un livello prefissato. In realtà, tale scelta è stata dettata dal fatto che, almeno in prima ipotesi, si è pensato di vedere le importazioni come un vincolo necessario alla stabilità del sistema a livello di interconnessione tra Stati: si pensi ad esempio alla necessità di smaltire l'energia prodotta da impianti termonucleari francesi durante le ore di basso carico.

Si noti inoltre come una riduzione di *grid stabilisation* al di sotto del 70% non comporti vantaggi particolarmente significativi, e come gli effetti descritti siano ovviamente tanto maggiori quanto maggiore è la potenza fotovoltaica installata (figure 4.13-4.16).

4.2 Introduzione della trazione elettrica nel settore dei trasporti

In questo scenario vengono analizzati gli effetti dell'interazione tra aumento della potenza eolica installata e aumento della trazione elettrica nei trasporti. Per lo svolgimento delle analisi, è stata fissato un alto valore della potenza fotovoltaica, pari a *10.000 MW*, ed un

valore di *grid stabilisation* pari al 75%.

In *EnergyPLAN* è possibile inserire diversi sistemi di trazione nel settore dei trasporti alternativi ai tradizionali motori a combustione interna: per questo lavoro, è stata presa in considerazione l'opzione relativa all'introduzione di mezzi di trasporto elettrici con ricarica dalla rete elettrica. Questa opzione prevede che venga specificata la distribuzione oraria relativa alla ricarica, ed il totale dei consumi elettrici annui.

Per quanto riguarda la prima questione, si è ipotizzata una carica costante durante le ore notturne (più precisamente dalle 22 alle 7), e nulla durante le restanti ore. Per il valore dei consumi, si sono impostati scenari di crescente penetrazione della tecnologia, per coprire fino al 20% dei chilometri totali annui (chilometri che si è ipotizzato vengano sottratti al traffico dei veicoli alimentati a benzina), stimati da *EnergyPLAN* pari a circa 690 miliardi sulla base dei valori dei consumi precedentemente indicati (paragrafo 3.2.7): il software propone infatti, approssimativamente, i consumi pari a 1,5 km/kWh per i veicoli con trazione tramite motore a combustione interna (C_{MCI}), e a 5 km/KWh per la trazione elettrica (C_{el}).

Questi i valori dei consumi di energia elettrica e di benzina per i vari livelli di penetrazione:

% traffico da elettrico	Miliardi di Km da elettrico	Consumi en. elettrica [TWh]	Consumi benzina [TWh]
0	0,0	0,0	145,0
5	34,5	6,9	122,0
10	69,0	13,8	99,0
15	103,5	20,7	76,0
20	138,0	27,6	53,0

Tabella 4.1: Scenari di penetrazione della trazione elettrica nei trasporti

Per valutare gli effetti dell'introduzione della trazione elettrica sulla penetrazione della risorsa eolica nel sistema elettrica, sono stati definiti i seguenti parametri:

- ΔE_{FRI} : in questo caso rappresenta l'aumento percentuale della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile intermittente che si ha, per un dato valore di potenza eolica installata, in seguito alla sostituzione di una certa quota di traffico da veicoli a benzina con la trazione elettrica, rispetto ad un valore nullo di tale quota. Indicando con $P_{eol,i}$ una potenza eolica installata pari a i MW, con $Tr_{el,j}$ una quota di traffico

elettrico pari al $j\%$:

$$\Delta E_{FRI,ij} = \frac{E_{FRI}(P_{eol,i}, Tr_{el,j}) - E_{FRI}(P_{eol,i}, Tr_{el,0})}{E_{FRI}(P_{eol,i}, Tr_{el,0})}$$

- Δ_{rid} : è l'ulteriore riduzione dei consumi di energia primaria che si ha rispetto alla naturale riduzione (Rid_{base}) dovuta alla maggiore efficienza complessiva del sistema di trazione elettrica rispetto a quello dei motori a combustione interna. Indicando con x_j i chilometri annui passati da motori a benzina a motori elettrici, e con η_{el} il rendimento medio di produzione di energia elettrica:

$$Rid_{base,j} = x_j \cdot \left(\frac{1}{C_{MCI}} - \frac{1}{C_{el} \cdot \eta_{el}} \right)$$

per cui:

$$\Delta_{rid,ij} = Rid_{eff,ij} - Rid_{base,j}$$

avendo indicato con Rid_{eff} l'effettiva riduzione dei consumi del settore elettrico e dei trasporti, calcolata da *EnergyPLAN* per un dato valore di potenza eolica installata e di percentuale di traffico elettrico, rispetto al caso in cui si abbia la stessa potenza eolica installata ma una quota nulla di trazione elettrica:

$$Rid_{eff,ij} = (E_{TE} + E_{tr})_{i0} - (E_{TE} + E_{tr})_{ij}$$

avendo indicato con $(E_{TE} + E_{tr})$ la somma dei consumi di energia primaria negli impianti termoelettrici e nel settore dei trasporti

- E_{ecc} : l'energia in eccesso, definita come in precedenza

Si vuol far notare che, affinché sia possibile una sostituzione di un certo numero di auto a benzina con lo stesso numero di auto elettriche con le ipotesi fatte (ovvero con una ricarica giornaliera, nella fattispecie durante le ore notturne), occorre ovviamente che la capacità delle batterie del veicolo elettrico sia sufficiente a garantire la percorrenza media giornaliera dell'automobile sostituita. Se si suppone che la penetrazione della trazione elettrica riguardi autovetture usate prevalentemente in tragitti brevi, all'interno di un contesto cittadino, ad esempio con una percorrenza media annua di 10.000 km (pari a poco meno di 30 km al giorno), non esistono assolutamente vincoli in tal senso.

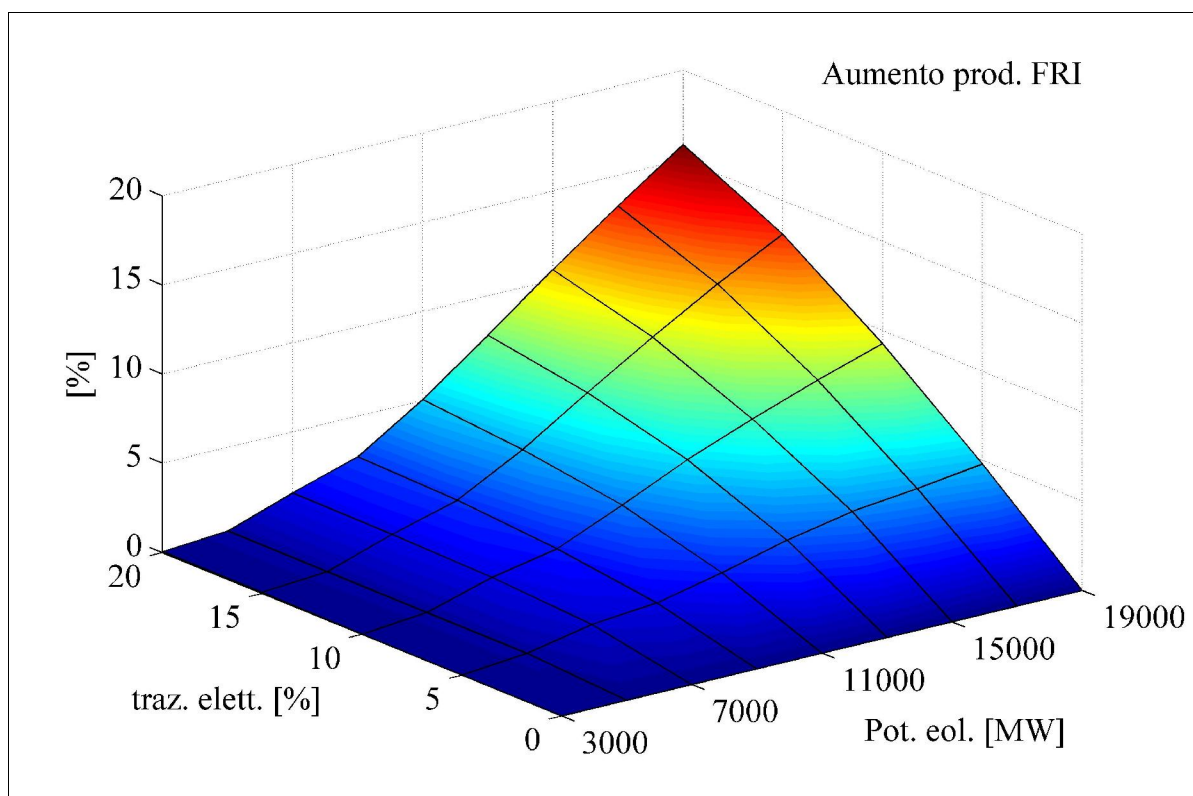


Figura 4.17: trazione elettrica nei trasporti, incremento prod. FRI

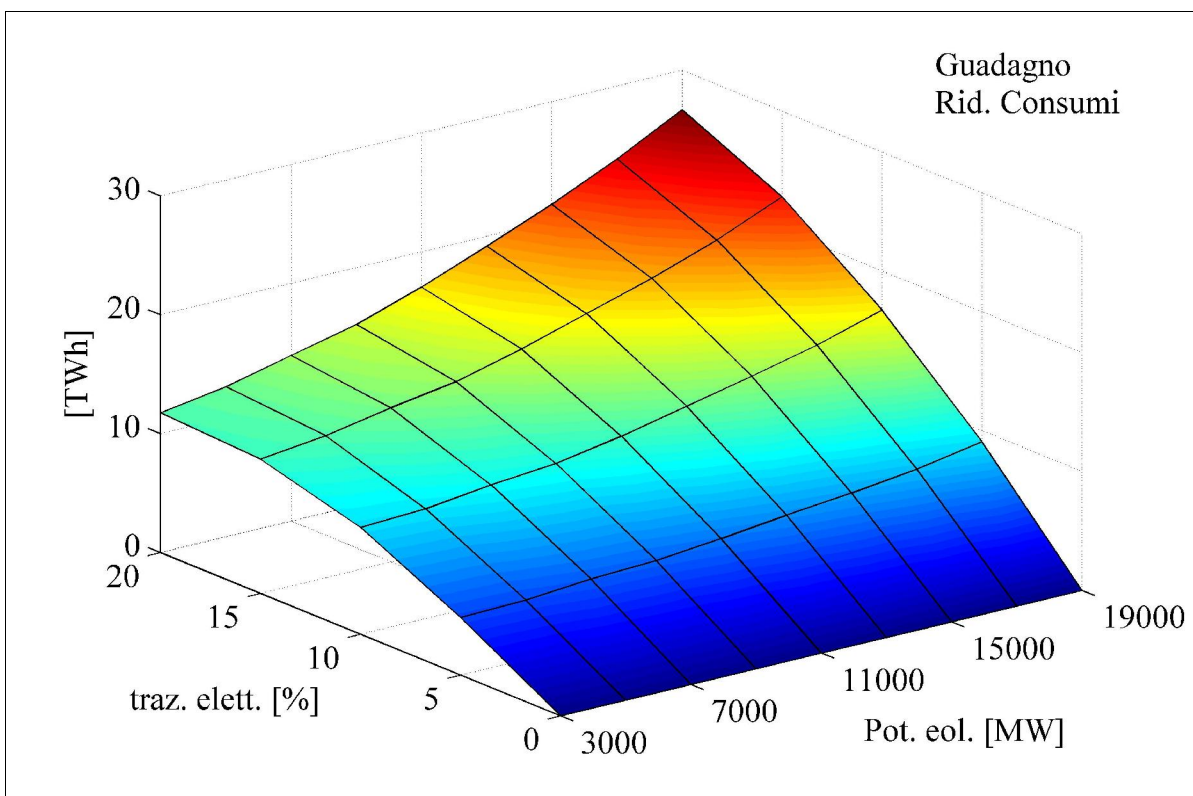


Figura 4.18: trazione elettrica nei trasporti, effetti positivi nella riduzione dei consumi

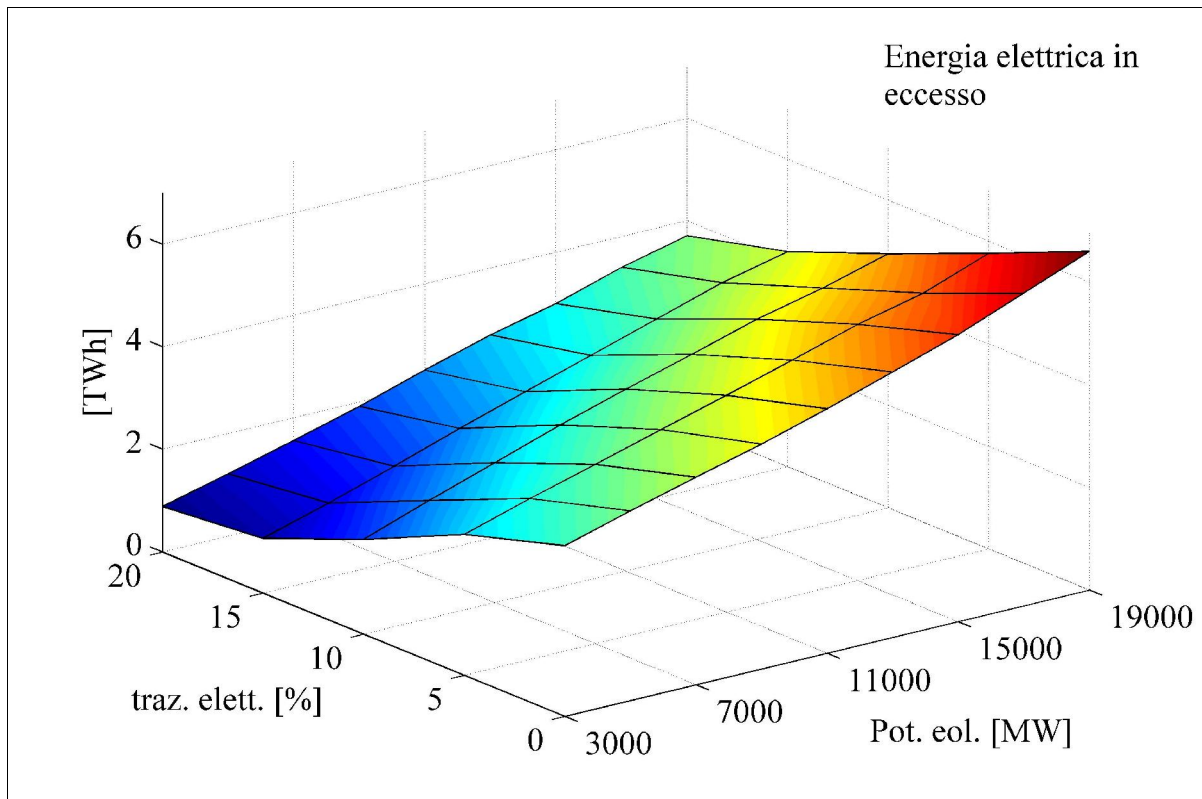


Figura 4.19: trazione elettrica nei trasporti, energia in eccesso

Dal grafico dell'andamento dell'aumento nella produzione di energia da fonte rinnovabile intermittente ΔE_{FRI} in figura 4.17, si nota come l'aumento della penetrazione nel settore dei trasporti della trazione elettrica comporti guadagni anche significativi (fino ad oltre il 15% nel caso di maggiore potenza eolica installata) nella produzione annua per valori della potenza eolica installata superiori agli 11.000 MW: l'aggiunta di un carico elettrico notturno riduce infatti la necessità di modulazione in negativo per problemi di eccesso di produzione.

Non solo, ma anche la riduzione dei consumi ulteriore a quella dovuta alla maggiore efficienza della trazione elettrica ottiene notevoli benefici dall'azione combinata delle due tecnologie (figura 4.18): all'aumentare della quota percentuale di traffico elettrico infatti, oltre all'aumento della produzione da FRI, si aumenta la possibilità di sfruttare la produzione elettrica in maniera “diretta”, senza dover impiegare il passaggio dall'accumulo idroelettrico.

Infine, in figura 4.19, si può notare l'effetto positivo sulla riduzione della produzione in eccesso.

4.3 Aumento dell'elasticità della produzione termoelettrica: riduzione della capacità T.E. di base

In questa fase del lavoro, per i soliti valori di potenza fotovoltaica installata e *grid stabilisation* (rispettivamente 10.000 MW e 75%), si sono creati degli scenari variando la potenza termoelettrica definita in precedenza “di base” (paragrafo 3.2.2). Si ricorda come, infatti, si sia modellato il parco termoelettrico esistente supponendo di suddividere la potenza in “potenza di base” (una sorta di minimo tecnico prefissato), non riducibile da *EnergyPLAN*, e una potenza modulabile, gestita direttamente dal software in fase di calcolo.

Nelle analisi effettuate, si è progressivamente ridotto il valore della potenza di base secondo quanto mostrato in tabella, modificando opportunamente le distribuzioni e i valori da inserire in *EnergyPLAN* nella logica esposta nel paragrafo citato:

<i>Riduzione percentuale T.E. di base</i>	<i>Minima potenza T.E. [MW]</i>
0	17.000
5	16.150
10	15.300
15	14.450
20	13.600
25	12.750
30	11.900

Tabella 4.2: Scenari di riduzione della potenza termoelettrica di base

Per quanto riguarda i parametri significativi, oltre ai valori di energia elettrica prodotta in eccesso rispetto al fabbisogno E_{ecc} e della *scala* del sistema, sono stati presi in considerazione l'aumento percentuale della produzione da fonte rinnovabile intermittente, definito in maniera del tutto analoga a quanto descritto nel paragrafo precedente, e la riduzione dei consumi di energia primaria negli impianti termoelettrici ΔE_{TE} che si ha, per un valore di i MW di potenza eolica installata $P_{eol,i}$, in seguito alla riduzione $Rid_{TE,j}$ del $j\%$ della potenza di base:

$$\Delta E_{TEij} = E_{TE}(P_{eol,i}, Rid_{TE,j}) - E_{TE}(P_{eol,i}, Rid_{TE,0})$$

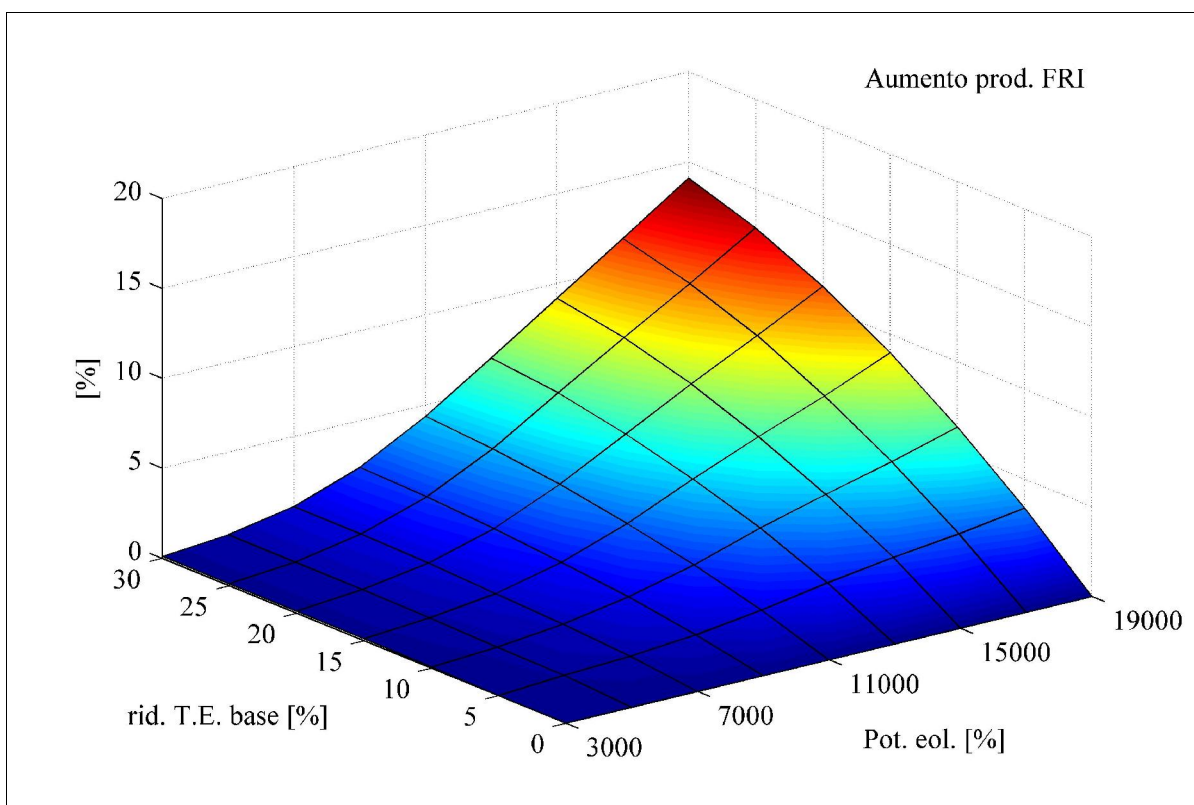


Figura 4.20: riduzione della potenza termoelettrica di base, aumento prod. FRI

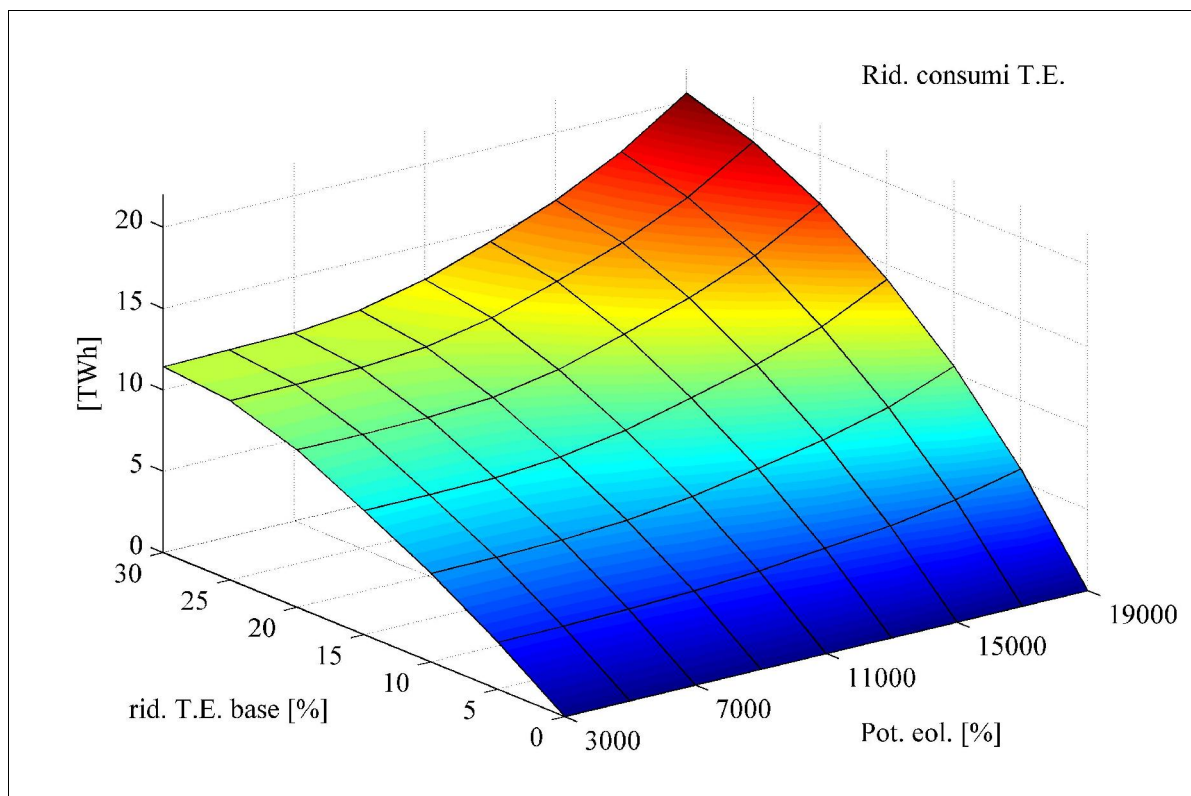


Figura 4.21: riduzione della potenza termoelettrica di base, riduzione dei consumi

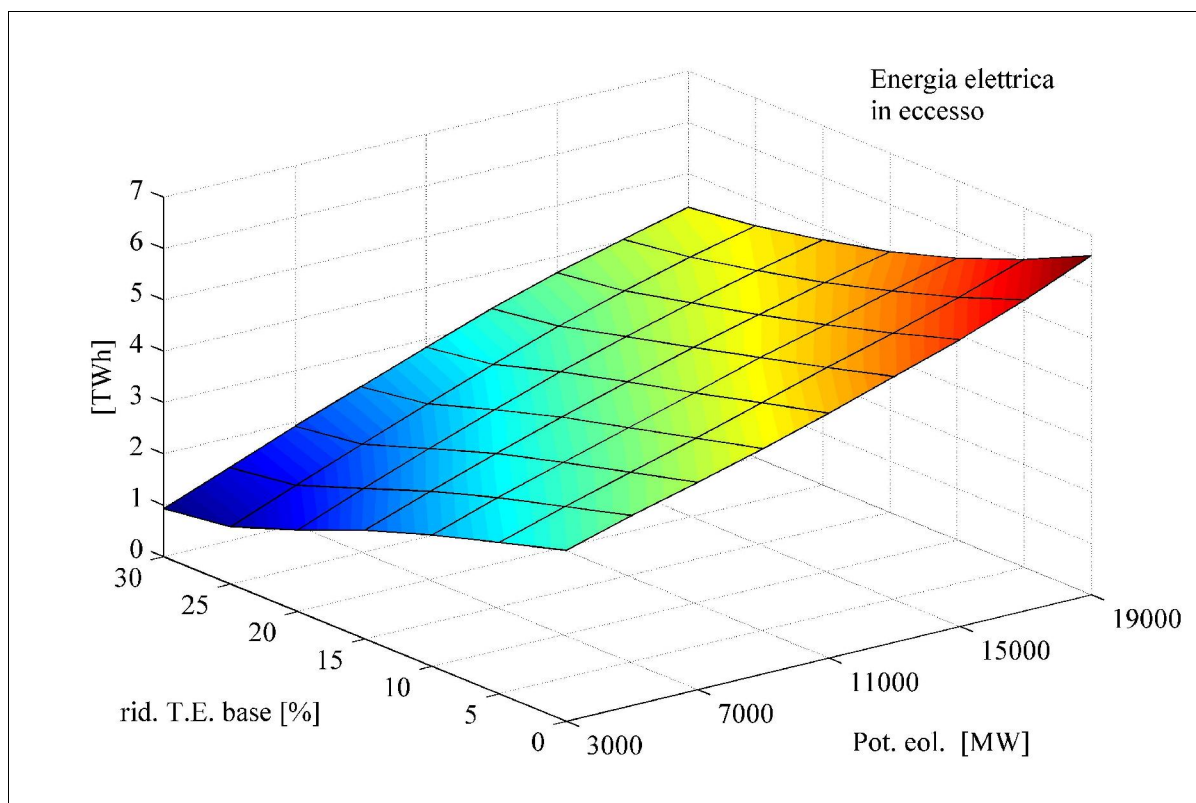


Figura 4.22: riduzione della potenza termoelettrica di base, energia in eccesso

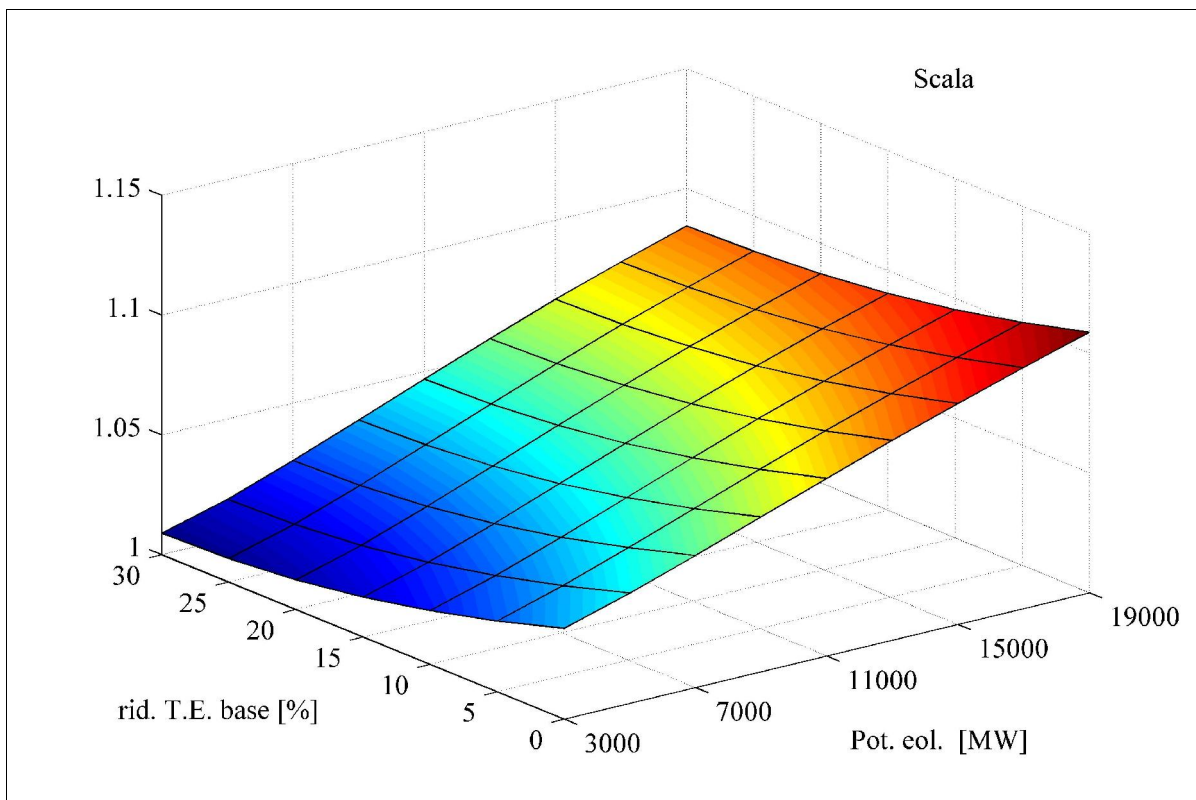


Figura 4.23: riduzione della potenza termoelettrica di base, "scala del sistema"

Dal grafico di figura 4.20 è possibile notare come, per alti livelli di penetrazione della risorsa eolica (oltre 11.000 MW), una maggiore elasticità del parco termoelettrico, ovvero la sostituzione di una quota della potenza di base con potenza modulabile, influenzi positivamente lo sfruttamento delle risorse rinnovabili intermittenti, aumentando anche significativamente l'energia prodotta a parità di potenza installata.

Come nel caso dell'introduzione della trazione elettrica, ciò comporta una riduzione dei consumi di energia primaria (figura 4.21) dovuta non solo al guadagno nella produzione da rinnovabile, ma anche alla diminuzione dell'energia elettrica prodotta in eccesso (figura 4.22) e della necessità di effettuare pompaggi, con conseguente riduzione delle *dimensioni* del sistema (figura 4.23), secondo il significato specificato in precedenza.

La riduzione del minimo tecnico anche in impianti quali cicli combinati di ultima generazione, quale opportunità di ridurre i vincoli nella gestione ottimizzata del sistema elettrico, viene riportata in uno studio di ENEL Produzione e Ricerca del 2003 “*Problemi aperti e prospettive tecniche per una gestione ottimizzata dei sistemi di generazione termoelettrici*”, in cui viene fatto notare come una diminuzione del punto minimo di lavoro (ad esempio al 30% del carico nominale) non sia problematica tanto dal punto di vista della perdita del rendimento (aspetto questo, si ricorda, che non può essere modellato in *EnergyPLAN*) quanto dal punto di vista del contenimento delle emissioni, in particolare per quanto riguarda il funzionamento dei sistemi di riduzione degli ossidi di azoto *DLN* (*Dry Low NOx*) ai carichi parziali.

4.4 Riduzione dei picchi nella curva di carico

Sempre un maggior numero di operatori del mercato elettrico coinvolti nella fase di vendita dell'energia al cliente propongono tariffe di tipo *bi-orario*, in cui si propongono prezzi agevolati per favorire il consumo nelle ore fuori punta, così da cercare di ridurre i picchi giornalieri presenti nelle curve della richiesta di energia elettrica. In questo scenario, si propongono alcune considerazioni di base riguardo gli effetti che tali politiche possono avere sulla penetrazione di risorse rinnovabili non programmabili.

Indicando con C_{hd} ($h=1...23, d=1...366$) il carico nell'ora h del giorno d , con \bar{C}_d il carico

medio del giorno d , si è provveduto a rimodellare la curva di carico precedentemente utilizzata (paragrafo 3.2.1) in questo modo:

$$\begin{cases} C_{hd}^* = C_{hd} + |\bar{C}_d - C_{hd}| \cdot x & \text{se } C_{hd} \leq \bar{C}_d \\ C_{hd}^* = C_{hd} - |\bar{C}_d - C_{hd}| \cdot x & \text{se } C_{hd} > \bar{C}_d \end{cases}$$

dove x rappresenta il *grado di livellamento* dei picchi desiderato:

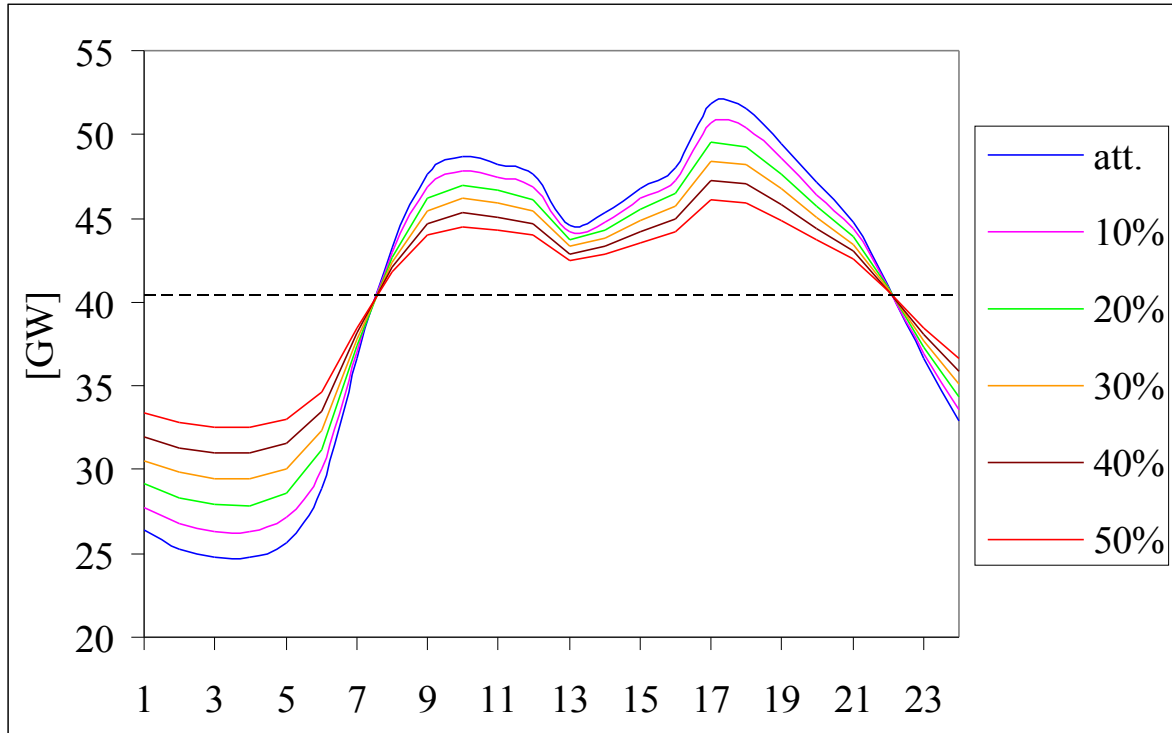


Figura 4.24: Curva di carico rimodellata per diversi valori del grado di livellamento dei picchi (esempio per un giorno dell'anno)

Vengono mostrati gli effetti prodotti dai cambiamenti descritti (in termini di variazione della produzione da fonte rinnovabile intermittente, e di riduzione dei consumi del settore termoelettrico, rispetto all'attuale curva di carico) per due diverse configurazioni del sistema di produzione dell'energia elettrica: con una potenza fotovoltaica installata pari a 10.000 MW e a 1.000 MW .

In entrambi i casi i picchi vengono ridotti dal 10% al 50% , mentre la quota di produzione di potenza da impianti capaci di stabilizzare la rete è stata fissata al 75% .

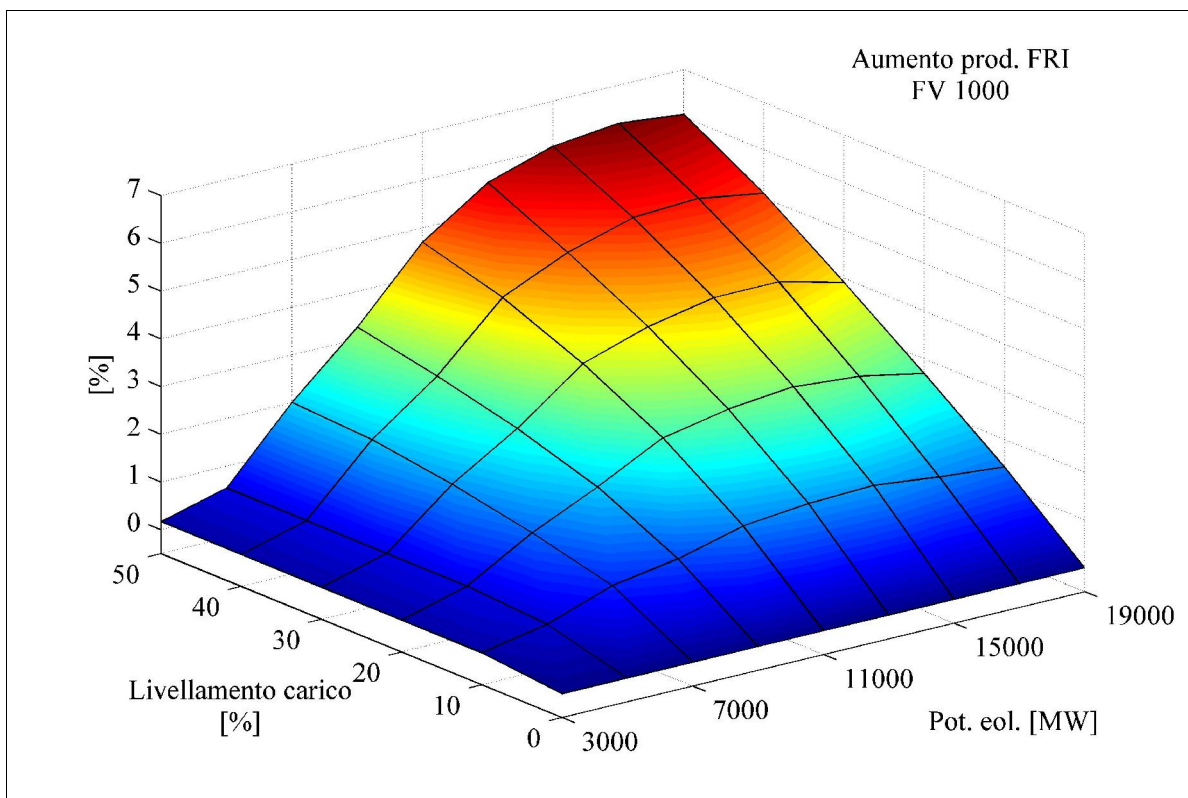


Figura 4.25: riduzione dei picchi nel carico, aumento prod. FRI (FV 1.000 MW)

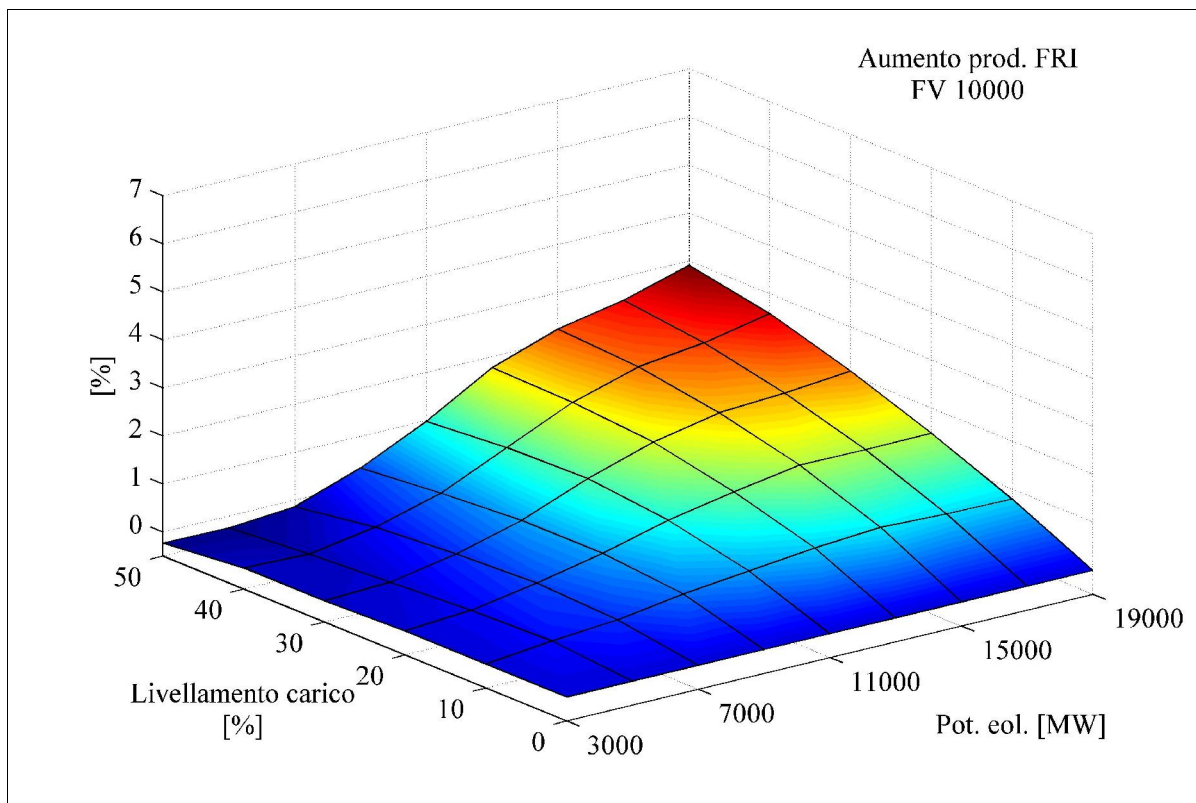


Figura 4.26: riduzione dei picchi nel carico, aumento prod. FRI (FV 10.000 MW)

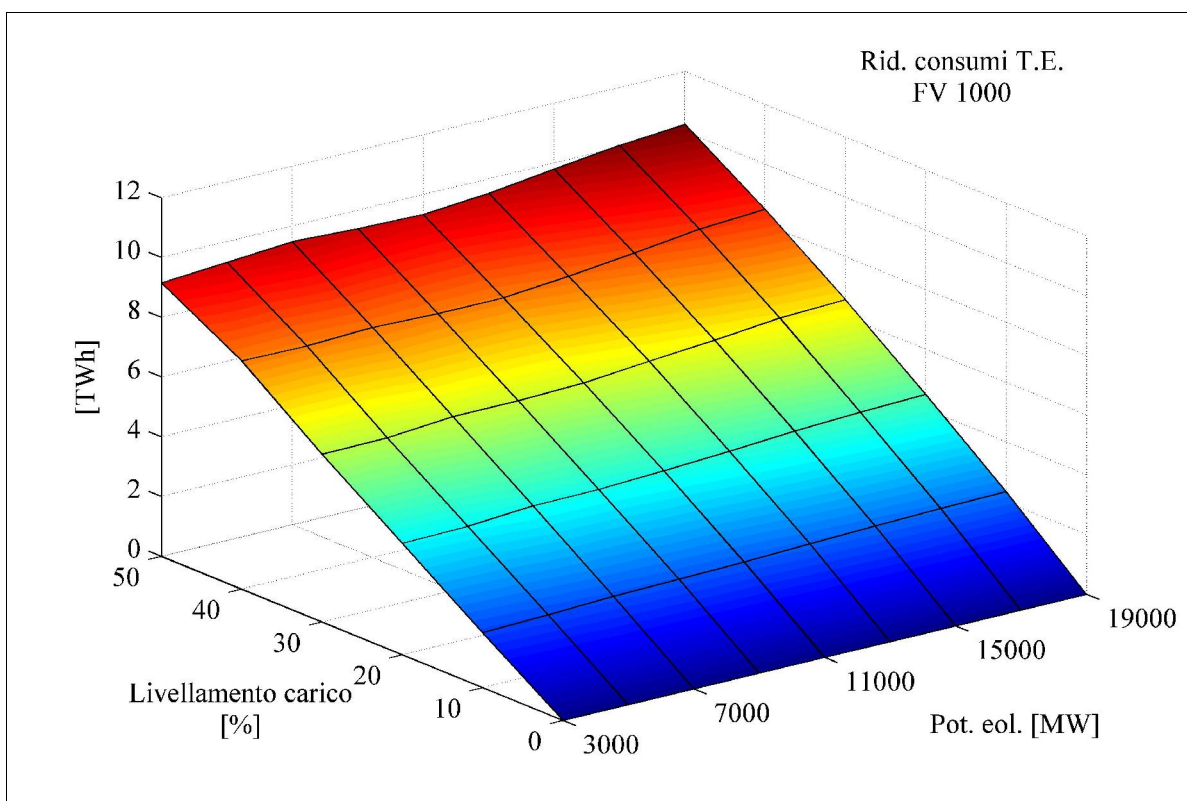


Figura 4.27: riduzione dei picchi nel carico, riduzione consumi (FV 1.000 MW)

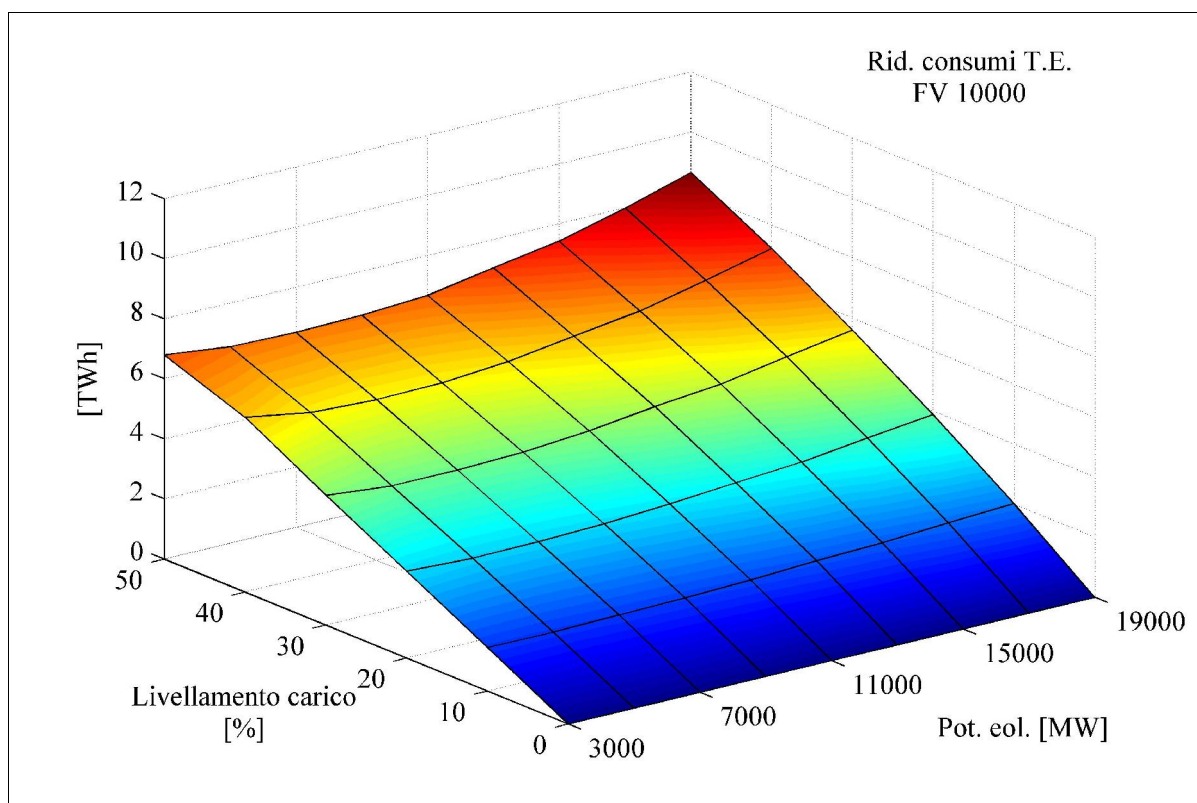


Figura 4.28: riduzione dei picchi nel carico, riduzione consumi (FV 10.000 MW)

Come si può notare, incentivi volti alla riduzione dei picchi nelle curve di carico hanno effetti non molto significativi sia per quanto riguarda la produzione da fonti rinnovabili non programmabili sia, più in generale, per ciò che concerne la riduzione dei consumi di energia primaria per la produzione termoelettrica. Nelle figure 4.25 e 4.26 si nota infatti un modesto aumento nella produzione da FRI a parità di potenza installata, soprattutto (ovviamente) nel caso di alti valori di potenza fotovoltaica installata, che produce potenza proprio nelle ore centrali della giornata (in questo caso, per bassi valori della potenza eolica si ha addirittura un leggero effetto di riduzione della produzione). Anche per quanto riguarda la riduzione dei consumi (figure 4.27 e 4.28), i valori non sono molto elevati, e come si nota, risultano essere piuttosto indipendenti dai livelli di penetrazione della risorsa eolica.

4.5 Aumento della produzione di energia elettrica da cogenerazione industriale

In questo paragrafo vengono analizzati gli effetti sul sistema di produzione dell'energia elettrica derivanti dall'interazione tra il contemporaneo aumento della potenza eolica installata e della cogenerazione industriale. Per le ipotesi con cui tale modalità di produzione è stata modellata in *EnergyPLAN*, si rimanda al paragrafo dedicato (3.2.6).

Gli scenari sono stati creati impostando una potenza fotovoltaica installata pari a *1.000 MW* e un valore di *grid stabilisation* pari al *70%*: poiché infatti non si è modificata (in una prima analisi) la produzione elettrica di base, valori più elevati della potenza fotovoltaica lasciavano poco margine di riduzione della produzione da termoelettrico modulabile, mentre valori più elevati della percentuale istantanea di potenza stabilizzante avrebbero reso il sistema troppo vincolato.

Si è poi imposto che l'energia elettrica prodotta in cogenerazione aumentasse progressivamente, dal valore attuale (*20 TWh*) fino a *40 TWh* annui.

Per quello che riguarda gli scopi del lavoro, è utile evidenziare le seguenti caratteristiche della produzione in cogenerazione industriale:

- ha *priorità di dispacciamento*: la potenza prodotta viene sempre immessa in rete, senza possibilità di modulazione in riduzione

- è associata ad industrie con cicli di *produzione continua*: andamento orario costante, nullo nei giorni festivi
- *non ha capacità di stabilizzare* il sistema elettrico

Appare evidente come quindi, in previsione di uno sviluppo parallelo dello sfruttamento della risorsa eolica e della cogenerazione industriale, possano nascere delle “interferenze”, dovute essenzialmente alla non programmabilità e all'assenza di capacità di stabilizzazione che accomunano entrambi i sistemi di produzione.

Per la quantificazione di questi effetti, sono stati definiti i seguenti parametri:

- ΔE_{FRI} : a differenza dei casi precedenti, questa volta si indica con questo valore la *diminuzione* percentuale di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile intermittente a parità di potenza installata, in seguito all'aumento del livello di cogenerazione industriale

$$\Delta E_{FRI,ij} = \frac{E_{FRI}(P_{eol,i}, E_{cog,20}) - E_{FRI}(P_{eol,i}, E_{cog,j})}{E_{FRI}(P_{eol,i}, E_{cog,20})}$$

avendo indicato con $E_{cog,20}$ l'attuale produzione elettrica in cogenerazione (20TWh), con $E_{cog,j}$ una produzione annua in cogenerazione pari a $j TWh$ elettrici

- ΔRid_{TE} : indica la differenza tra il massimo risparmio di energia primaria per la produzione termoelettrica convenzionale, che si avrebbe se tutta l'energia elettrica da cogenerazione fosse utilizzata in maniera ottimale, ed il risparmio realmente ottenuto:

$$\Delta Rid_{TE,ij} = \left(\frac{E_{cog,j} - E_{cog,20}}{\eta_{el}} \right) - (E_{TE}(P_{eol,i}, E_{cog,j}) - E_{TE}(P_{eol,i}, E_{cog,20}))$$

avendo indicato con $E_{TE}(P_{eol,i}, E_{cog,j})$ i consumi di energia primaria nella produzione termoelettrica tradizionale, per la data coppia di variabili

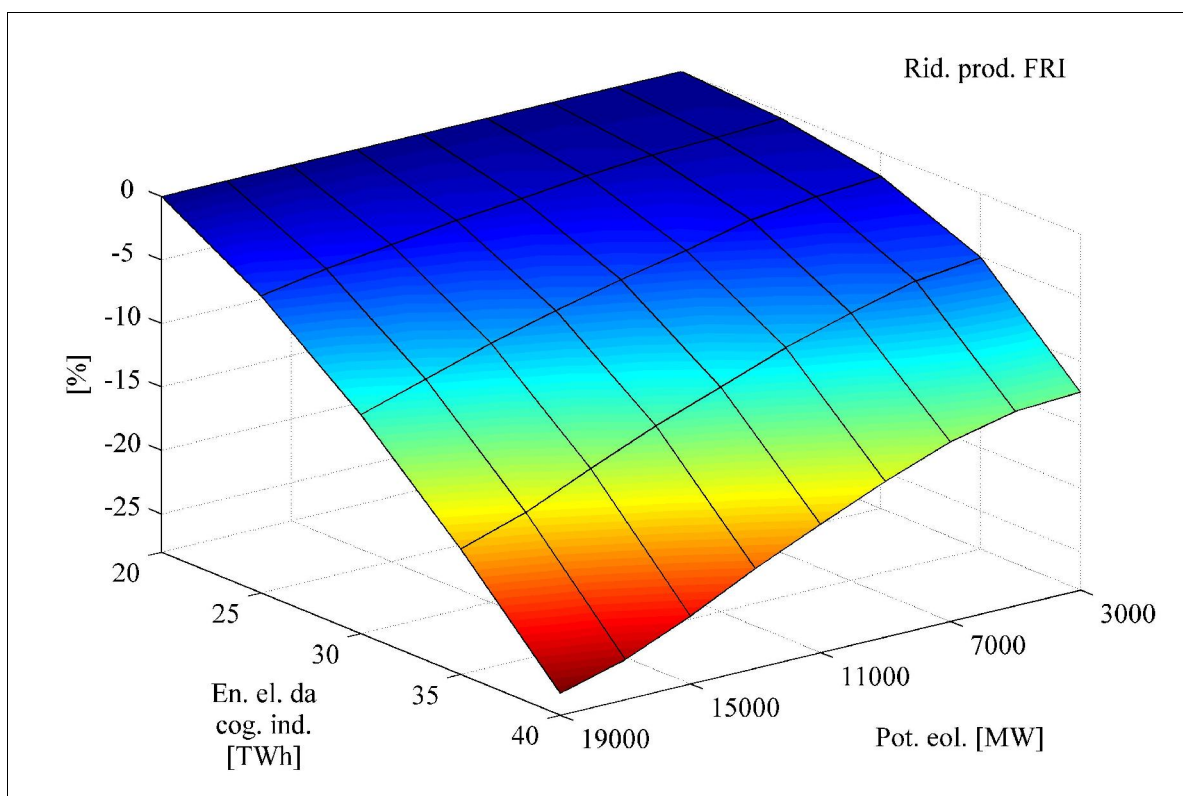


Figura 4.29: aumento cogenerazione, riduzione nella prod. da FRI

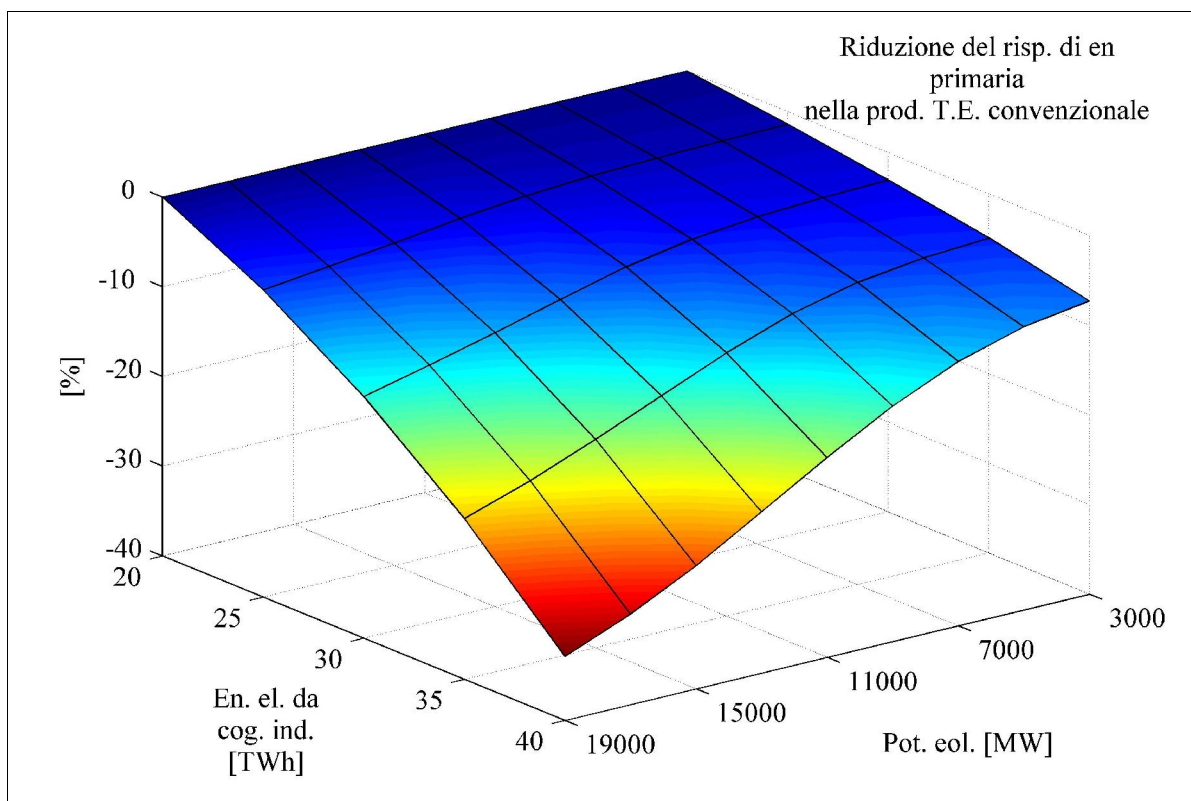


Figura 4.30: interferenza negativa tra cogenerazione e FRI nella rid. dei consumi T.E.

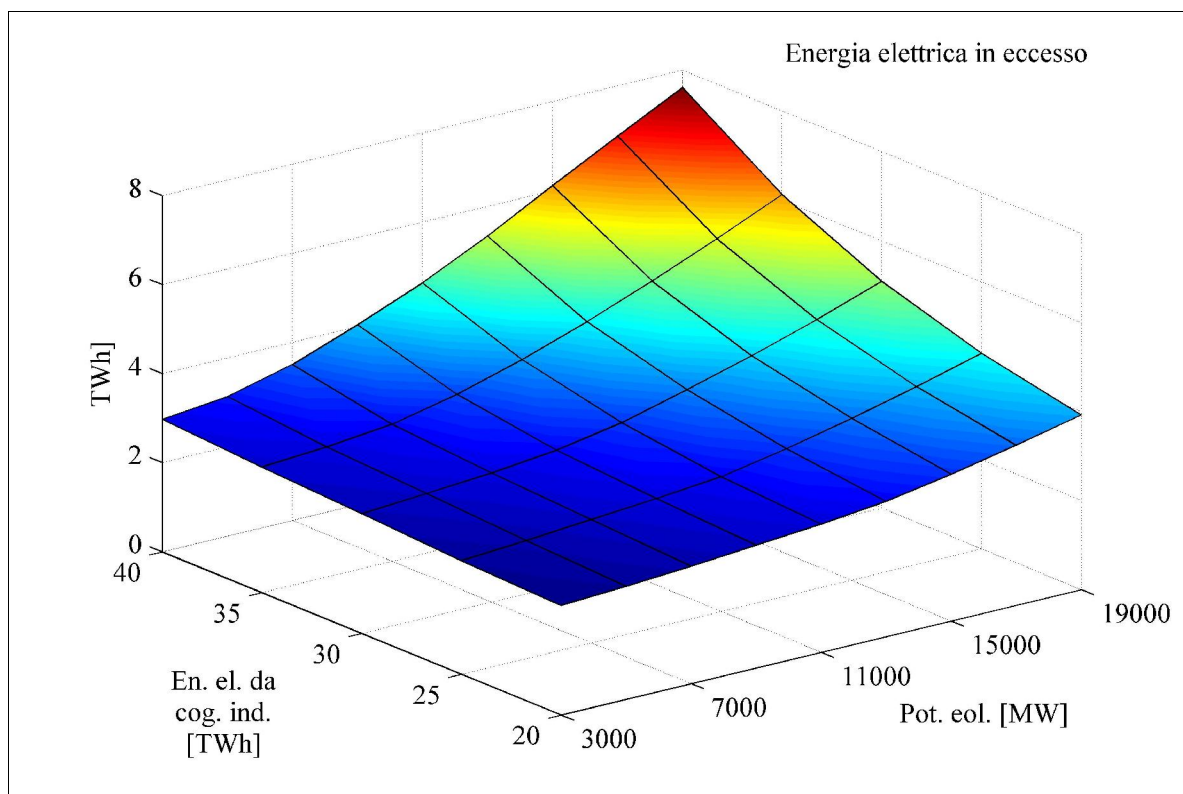


Figura 4.31: aumento della cogenerazione, energia in eccesso

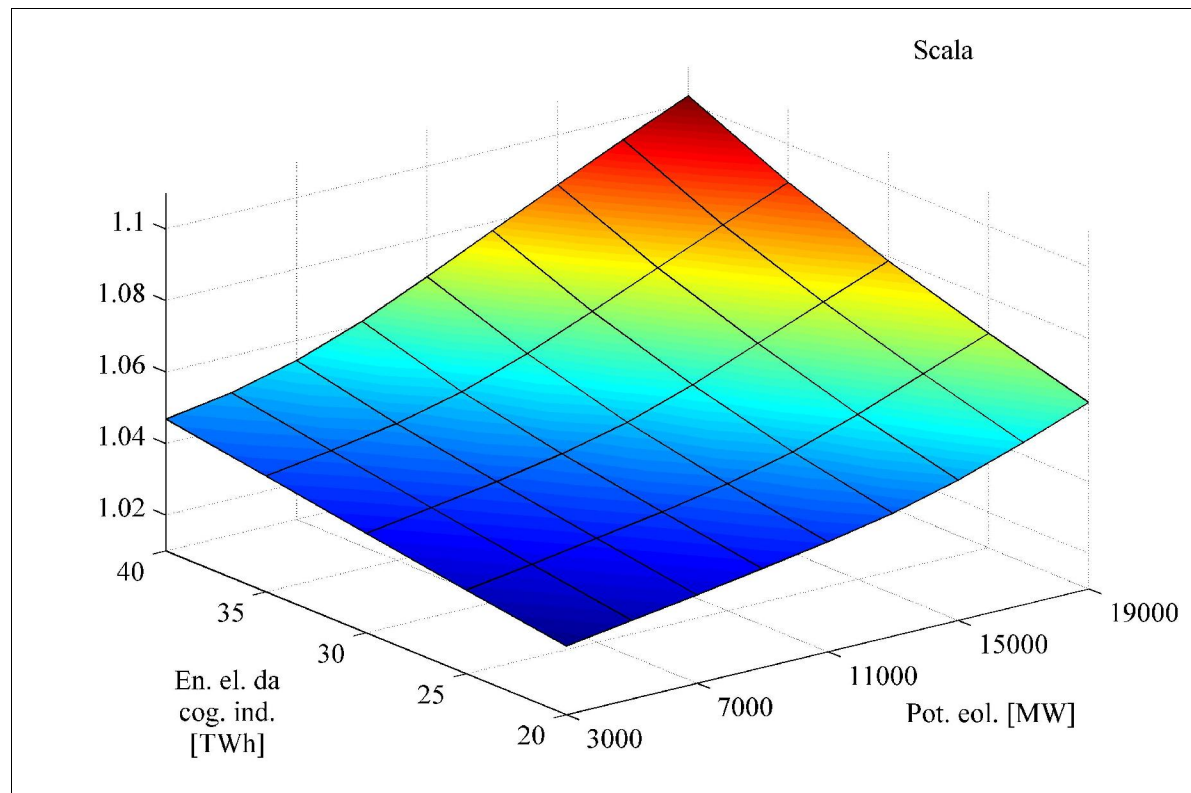


Figura 4.32: aumento della cogenerazione, "scala" del sistema

E' immediato notare che, per alti valori della penetrazione della cogenerazione industriale associati ad altrettanto alti valori della potenza eolica installata, gli effetti negativi dell'interferenza tra le due tecnologie diventano significativi.

In particolare, oltre alla riduzione del potenziale risparmio di energia primaria prodotta in maniera convenzionale (figura 4.30), è elevata la riduzione di energia prodotta da fonti rinnovabili intermittenti (figura 4.31), che supera il 25% negli scenari più spinti (potenza eolica installata oltre gli 11.000 MW e energia elettrica prodotta in cogenerazione superiore ai 35 TWh). Anche le dimensioni del sistema, così come l'energia elettrica prodotta in eccesso, risentono negativamente degli effetti descritti.

Appare quindi evidente come, per un razionale sfruttamento delle tecnologie proposte, un sistema energetico come quello modellato non risulta essere adeguato. Viene ora proposta un'analisi in cui si confronta lo sviluppo della cogenerazione industriale in due scenari:

- lo scenario *base*, ovvero quello appena proposto, con una potenza eolica di *15.000 MW*
- uno scenario *alternativo*, caratterizzato anch'esso da una potenza eolica pari a *15.000 MW*, ma con in oltre una riduzione della potenza termoelettrica di base del 30% e una quota di trazione elettrica nel settore dei trasporti pari al 20% (vedi paragrafi 4.3 e 4.2)

Nei grafici seguenti, si riportano i valori dei parametri definiti in precedenza (si ricorda che nelle analisi condotte in questo paragrafo, soprattutto per quanto riguarda i primi due grafici, sono desiderabili valori più *bassi* possibili).

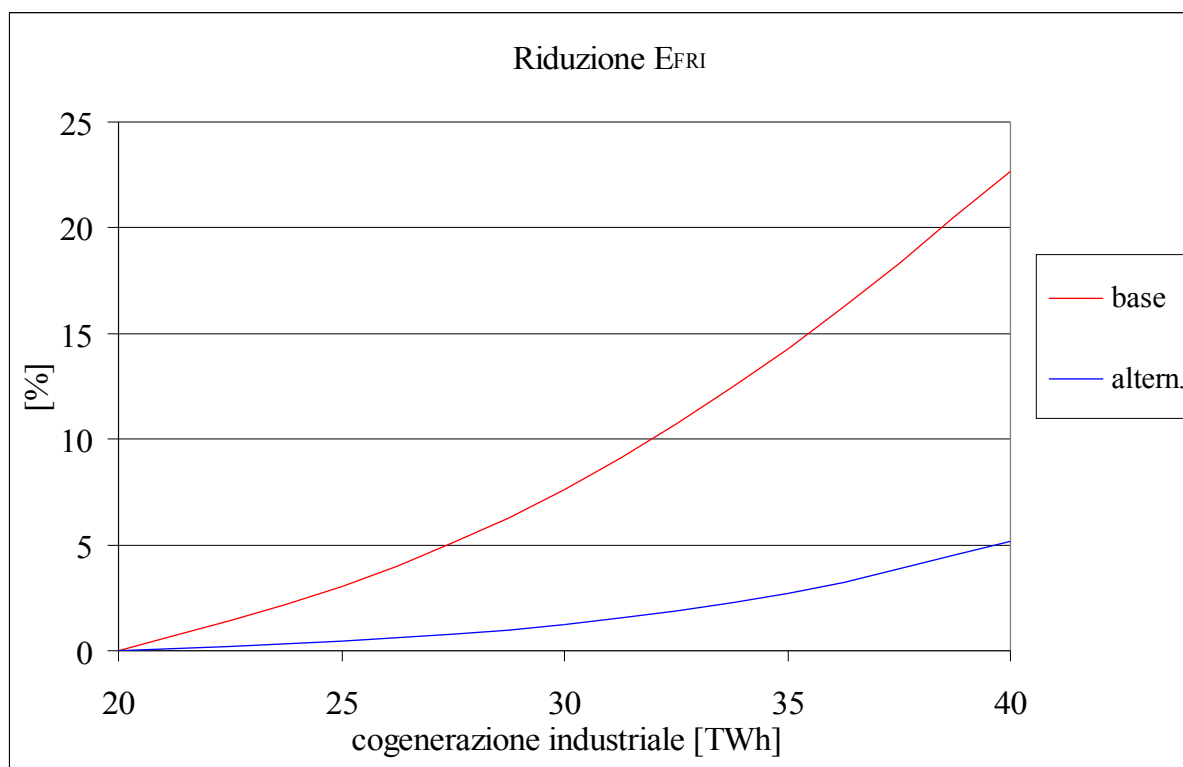


Figura 4.33: cogenerazione in differenti scenari, riduzione nella prod. da FRI

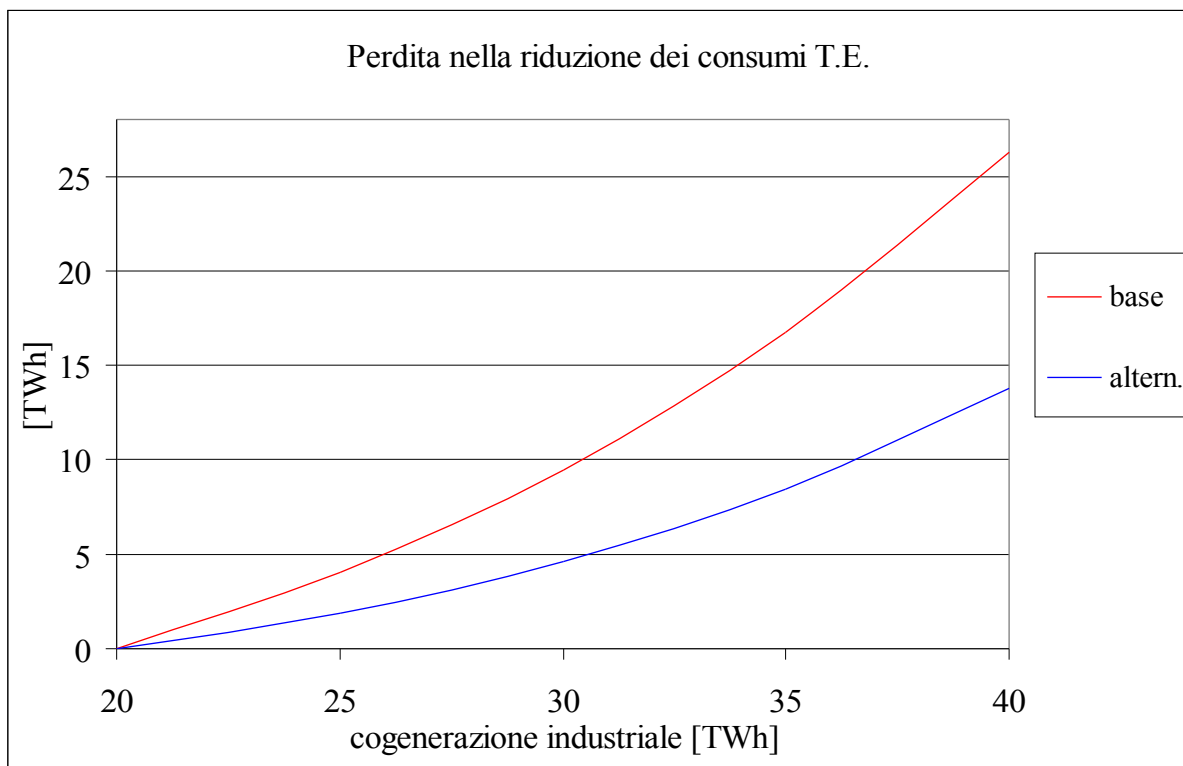


Figura 4.34: cogenerazione in differenti scenari, interferenza negativa con le FRI nella riduzione dei consumi T.E.

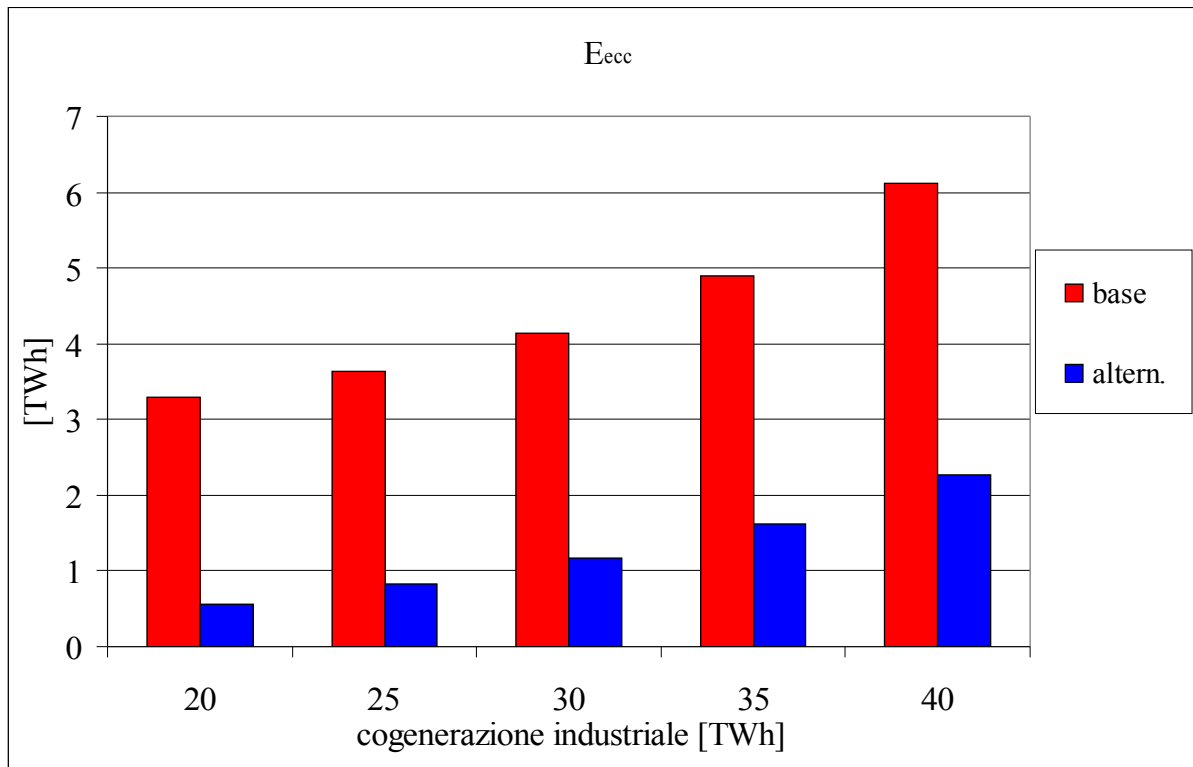


Figura 4.35: cogenerazione in differenti scenari, energia in eccesso

I vantaggi che derivano dall'adozione dello scenario alternativo rispetto a quello base sono evidenti: la produzione da fonte rinnovabile non programmabile risente molto meno dell'ulteriore carico non modulabile e non stabilizzante introdotto dalla cogenerazione (figura 4.33). Oltre al recupero di energia elettrica prodotta dall'eolico a parità di potenza installata, la diminuzione delle esigenze dei pompaggi e della produzione di energia in eccesso rispetto al fabbisogno (figura 4.35) permette di dimezzare, nei casi di più alta quota di penetrazione della cogenerazione, la perdita nel risparmio di energia primaria rispetto all'ipotesi dello sfruttamento ottimale della cogenerazione (figura 4.34).

Ragionando in termini di consumi totali di energia primaria nel settore industriale, dei trasporti e termoelettrico E_{tot} , si può considerare che:

$$E_{tot} = E_{TE, base} + E_{TE, mod} + E_{ind} + E_{tr, MCI}$$

dove:

- $E_{TE, base}$ sono i consumi di energia primaria nella produzione termoelettrica di base, costanti, in quanto non si varia, all'interno del singolo scenario, tale modalità di

produzione

- $E_{TE,mod}$ indica i consumi di energia primaria nella produzione termoelettrica modulabile, calcolati via software
- E_{ind} rappresenta i consumi di energia primaria nel settore industriale, comprensivi dei consumi per la produzione di energia elettrica in cogenerazione
- $E_{tr,MCI}$ indica i consumi del settore dei trasporti relativi ai motori a combustione interna

In particolare, a proposito dei consumi industriali si può ipotizzare che:

$$E_{ind} = \frac{E_{cog}}{\eta_{el,cog}} + \frac{E_{t,nc}}{\eta_t}$$

avendo indicato con E_{cog} l'energia elettrica prodotta in cogenerazione, con $E_{t,nc}$ l'energia termica prodotta non in cogenerazione, con $\eta_{el,cog}$ il rendimento elettrico in cogenerazione e con η_t il rendimento termico per produzione tradizionale. Per cui, la richiesta di energia termica E_t sarà pari a:

$$E_t = \frac{E_{cog}}{\eta_{el,cog}} \cdot \eta_{t,cog} + E_{t,nc}$$

dove $\eta_{t,cog}$ indica il rendimento termico in cogenerazione. Sostituendo $E_{t,nc}$:

$$E_t = \frac{E_{cog}}{\eta_{el,cog}} \cdot \eta_{t,cog} + \left(E_{ind} - \frac{E_{cog}}{\eta_{el,cog}} \right) \eta_t$$

Sostituendo con i valori allo stato attuale del sistema ($E_{cog} = 20 TWh$, $E_{ind} = 305 TWh$), e ipotizzando per η_t , $\eta_{t,cog}$, $\eta_{el,cog}$ i valori, rispettivamente, del 90%, 50% e 30%, si ottiene un valore per la richiesta di energia termica pari a 248 TWh. Risolvendo poi l'espressione precedente rispetto a E_{ind} , è possibile ricavare il valore dei consumi industriali in funzione della quota di energia elettrica prodotta in cogenerazione, a parità di richiesta termica:

$$E_{ind}(E_{cog}) = \frac{E_t}{\eta_t} + E_{cog} \cdot \left(\frac{\eta_t - \eta_{t,cog}}{\eta_{el,cog} \eta_t} \right)$$

A pagina seguente, i risultati in forma grafica.

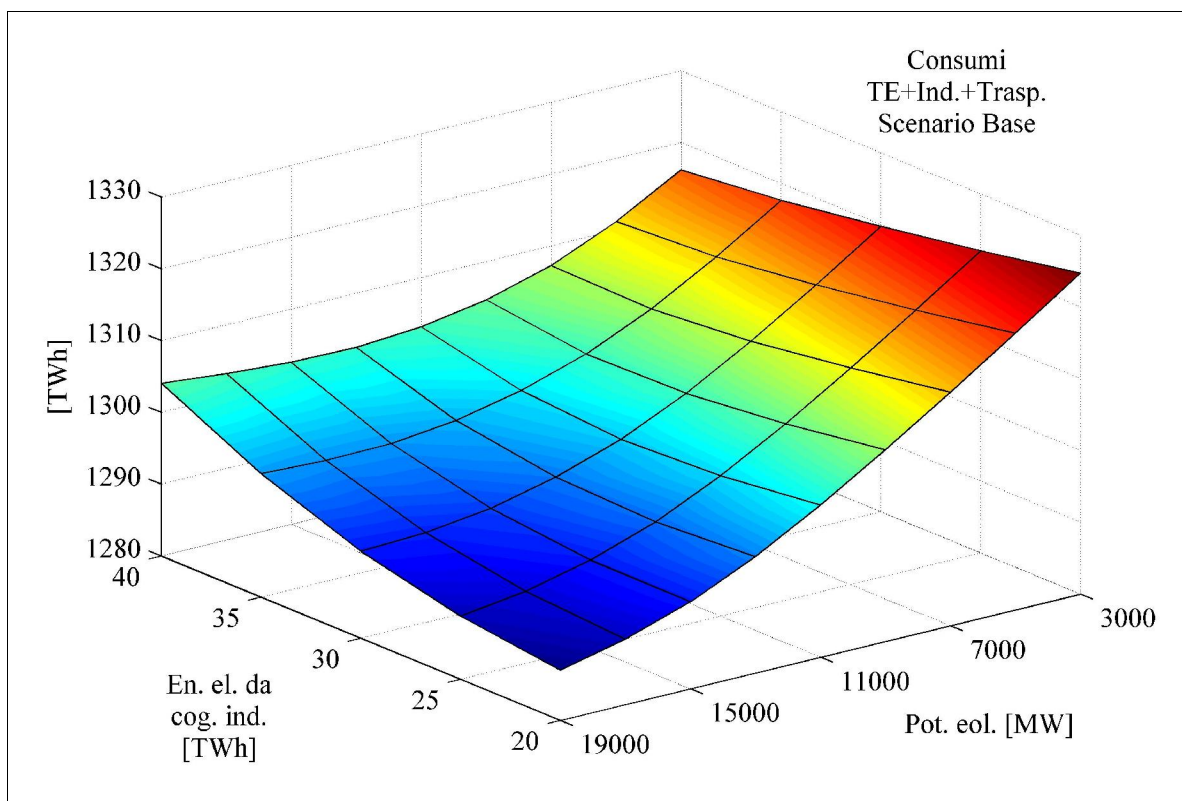


Figura 4.36: aumento della cogenerazione, consumi totali nello scenario base

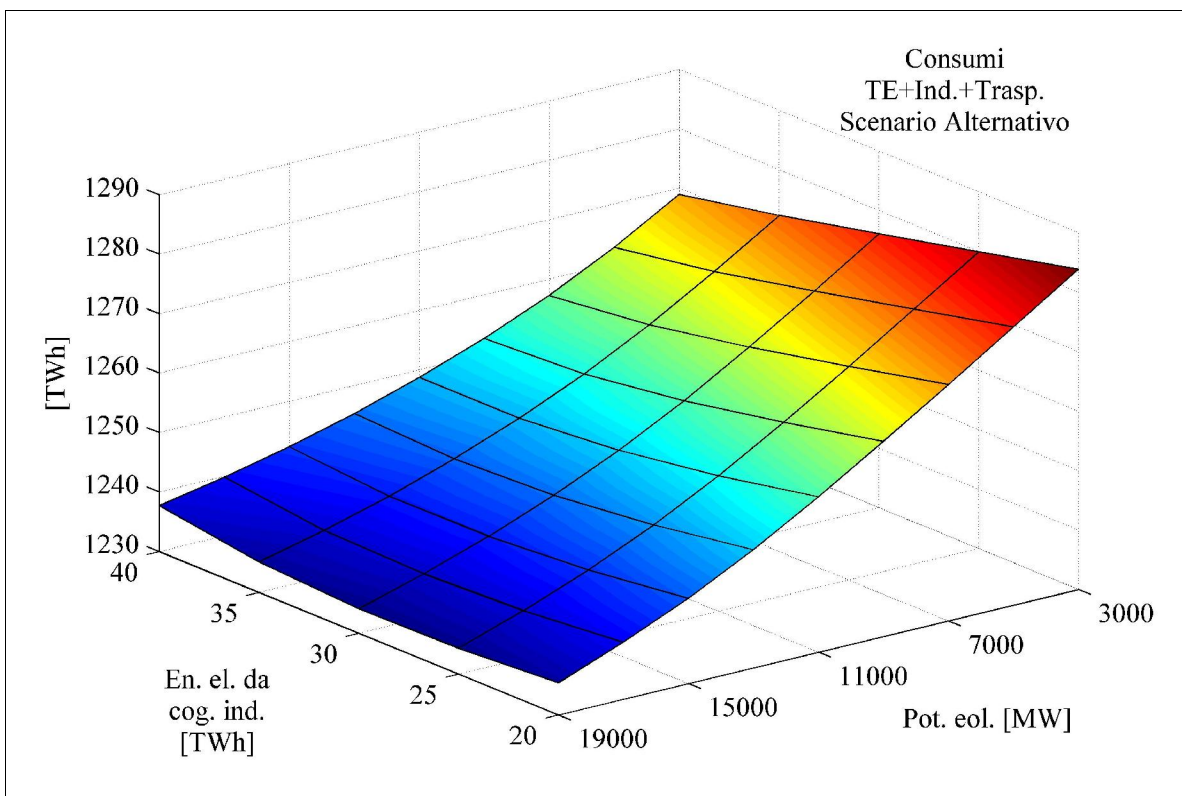


Figura 4.37: aumento della cogenerazione, consumi totali nello scenario alternativo

E' interessante analizzare non tanto i valori assoluti (che possono risentire delle approssimazioni del modello, e che risultano ovviamente più bassi nello scenario alternativo), quanto la *forma* delle due curve di figura 4.36 e 4.37.

Con l'ausilio della mappa cromatica, si può notare come infatti, nel primo caso, per elevati livelli di penetrazione della potenza eolica (approssimativamente oltre gli 11.000 MW), le curve presentino una inversione nel loro andamento. Dapprima infatti i consumi globali decrescono all'aumentare della quota di energia elettrica prodotta in cogenerazione, dopodiché si ha una prima fase caratterizzata dalla presenza di punti di minimo consumo, per poi avere addirittura un aumento monotono dei consumi all'aumentare della penetrazione della cogenerazione nel mercato elettrico.

Ciò trova spiegazione nel fatto che, in un sistema energetico molto rigido, quale quello modellato nello scenario di base, per alti valori della potenza rinnovabile non programmabile, una produzione termoelettrica più efficiente, quale la cogenerazione, ma con gli svantaggi di non fornire capacità stabilizzante per la rete e di non poter essere modulata, comporta, come visto, l'aumento della *scala* del sistema, ovvero della produzione in eccesso e delle necessità del pompaggio.

Tali effetti risultano non essere presenti, o per lo meno in forma assai ridotta e solo nei casi di maggiore penetrazione dell'eolico, nello scenario *alternativo*.

Conclusioni e possibili sviluppi

Scopo principale di questo lavoro è stato mostrare le potenzialità di un'analisi integrata nello studio e nella pianificazione di sistemi per l'energia su larga scala. In particolare, l'attenzione è stata posta sul sistema energetico italiano, che data la sua complessità, deve e dovrà sempre più essere oggetto di studio nella sua complessità ed integrità. Analisi di tipo settoriale o troppo semplicistiche, dettate più da scelte politiche ed economiche che da reali esigenze tecniche, risultano infatti del tutto inadeguate all'impostazione e alla risoluzione dei problemi che dovranno essere affrontati già in scenari di medio e breve termine. Un caso paradigmatico a questo proposito è l'espansione delle fonti rinnovabili non programmabili e intermittenti, quali fotovoltaico e, soprattutto, eolico: lo sviluppo del lavoro ha avuto come fulcro proprio tale questione.

Analizzando casi riportati in letteratura a proposito dello sviluppo di queste fonti energetiche in altri Paesi europei, come la Danimarca e la Germania, appare evidente come presto anche l'Italia si troverà ad affrontare problematiche e criticità del tutto analoghe a quanto emerso in nazioni che già oggi vantano un parco di produzione elettrica da eolico di dimensioni notevoli in relazione alla totalità della capacità installata. Tali problematiche possono essenzialmente riassumersi nei seguenti punti:

- momenti di produzione in eccesso, legati sia agli alti livelli di potenza da FRI installata sia, al contempo, dalla rigidità intrinseca del parco di produzione da termoelettrico (minimi tecnici, tempi di avvio ed arresto, taglia degli impianti, con conseguente riduzione della capacità di modulazione)
- sfasamento tra domanda e produzione, da risolvere o tramite la soluzione dell'accumulo (l'Italia è in questo senso avvantaggiata per la presenza di impianti di pompaggio), o con la possibilità di esportare il surplus, o ancora utilizzando sistemi di utilizzazione innovativi
- necessità di mantenere un adeguato livello di sicurezza del sistema elettrico, garantendo sempre un valore minimo di potenza di riserva, necessaria alle funzioni ancillari del sistema stesso

- limiti legati al transito di potenza sulla rete di trasmissione interna e al collegamento tra le varie macro regioni del sistema elettrico

Nel corso del lavoro si è cercato di fornire dei primi dati quantitativi riguardo alle questioni presentate, modellando il sistema energetico italiano tramite il software *EnergyPLAN*, tramite una rielaborazione funzionale allo studio sia i dati resi disponibili da varie fonti, sia la forma attraverso cui potessero essere inseriti nel tool, per cercare di ovviare a talune rigidità di funzionamento in esso riscontrate. Dopo aver cercato conferma dell'adequatezza delle ipotesi adottate testando lo strumento di modellazione sullo stato attuale del sistema e confrontando i risultati con dati disponibili a consuntivo, si è quindi provveduto alla creazione e all'analisi di scenari particolarmente significativi per quello che riguarda la dimostrazione delle potenzialità di una visione di sistema di problemi complessi quali quelli legati al razionale sfruttamento dell'energia.

Tramite gli scenari proposti, si sono dapprima analizzati gli effetti vincolanti che si hanno in uno scenario di base, cioè quello in cui il sistema elettrico (inteso nel suo complesso, ovvero sia lato produzione che lato utilizzazione) venga mantenuto alle condizioni attuali, dopodiché sono state prese in considerazione varie ipotesi per la risoluzione, almeno parziale, dei limiti riscontrati: introduzione della trazione elettrica, minore rigidità di funzionamento del parco termoelettrico, riduzione dei picchi nel carico.

Particolarmente significativa è poi l'analisi legata agli effetti combinati dell'espansione contemporanea della risorsa eolica e della cogenerazione industriale, in uno scenario di base o alternativo (che preveda ad esempio alcuni degli interventi citati): in questo caso appare evidente come soltanto una metodologia di analisi che tenga conto di ciascuno dei tre settori dell'energetica (produzione di energia elettrica, di energia termica, e settore dei trasporti) riesca ad evidenziare possibili interferenze (negative o positive) tra tecnologie innovative di produzione e utilizzazione dell'energia.

Nel lavoro, come del resto è sempre necessario quando si ha a che fare con sistemi complessi e su larga scala, sono state condotte varie ipotesi ed astrazioni. In particolare, per quanto riguarda le curve di carico degli impianti eolici, ci si è potuti basare sui dati forniti dal Gestore dei Servizi Elettrici durante un solo anno: con la disponibilità di una maggiore quantità di dati, si potrebbero ottenere simulazioni più realistiche.

Un'altra importante limitazione è data dal fatto che tutte le analisi condotte attraverso

EnergyPLAN non prendono in considerazione i limiti nella rete di trasmissione interna al sistema, in quanto il software lavora modellando gli impianti in maniera aggregata, non tenendo conto del numero delle singole unità e della loro dislocazione sul territorio. Un possibile metodo per risolvere tale limite può essere quello di modellare singolarmente, attraverso differenti sessioni di lavoro, i sistemi energetici delle singole macro zone in cui è diviso il sistema elettrico, potendo così recuperare le informazioni sui limiti di transito tra le regioni: potrebbe essere ad esempio molto interessante analizzare la zona Sud del sistema, in cui si concentra il maggior potenziale eolico e, al tempo stesso, non è possibile sfruttare grandi impianti di accumulo per pompaggio, concentrati nel Nord della Penisola. In questo caso, molto probabilmente, emergerà l'esigenza di implementare sistemi di accumulo alternativi per poter sfruttare maggiormente livelli crescenti di potenza da fonte rinnovabile.

Per rimediare poi ad altre carenze del software utilizzato, non è da escludersi la possibilità di sviluppare ex novo uno strumento simile al software utilizzato, che si basi sulla stessa logica di funzionamento, ma che risulti essere più flessibile alle esigenze dell'utilizzatore. In particolare, potrebbe essere utile avere un maggior controllo sulla modellazione del parco di produzione termoelettrica, con la possibilità ad esempio di trattare in maniera separata diverse tipologie di impianti, di poter definire rendimenti variabili in funzione della potenza erogata, e limitare le variazioni orarie della potenza, per tener conto delle reali rampe di presa di carico che caratterizzano le varie tecnologie disponibili (anche se l'impostazione di un opportuno valore minimo della percentuale istantanea di potenza erogata da impianti in grado di fornire servizi ancillari riesce in qualche modo a tener conto di tale aspetto).

Una interessante applicazione di *EnergyPLAN* potrebbe ricercarsi nello studio di *virtual power plants*, ovvero sistemi di generazione virtuale, costituiti cioè da vari impianti di generazione distribuiti sul territorio, quali wind farms, sistemi fotovoltaici, impianti CHP, sistemi di accumulo, distanti fisicamente ma collegati tra di loro per via telematica e gestiti come un unico centro di produzione: probabilmente il software, alla luce delle limitazioni illustrate, potrebbe essere più adatto per la modellazione di sistemi di questo tipo che non per studi di sistemi su larga scala.

Concludendo, si vuol ribadire come il risultato principale di questo lavoro non sia da cercarsi tanto nei valori numerici assoluti che si sono avuti come risultato delle simulazioni effettuate, quanto nelle analisi di sensitività all'interno di un singolo scenario, e nei confronti tra scenari

diversi, ma soprattutto nell'impostazione generale dello studio, che fornisce delle utili linee guida su cui potersi basare per l'impostazione di problemi di pianificazione energetica di tipo prettamente tecnico o, ad esempio, finalizzati all'individuazione di meccanismi incentivanti per il conseguimento di determinati obiettivi di risparmio energetico e di riduzione delle emissioni.

Bibliografia

- [1] Federico Santi – Introduzione ai modelli MARKAL-TIMES – Auditorium ENEL, Pisa, Aprile 2009
- [2] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, M. Leahy – A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems – Applied Energy, Luglio 2009
- [3] Orientamenti per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili – Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas – 27 luglio 2009
- [4] Danish Electricity Supply '08 Statistical Survey – Danish Energy Association
- [5] Henrik Lund – Large-scale integration of wind power into different energy systems – Energy, Febbraio 2004
- [6] Poul A. Østergaard – Geographic aggregation and wind power output variance in Denmark – Energy, Giugno 2007
- [7] Georges Salgi, Henrik Lund – System behaviour of compressed-air energy-storage in Denmark with a high penetration of renewable energy sources – Applied Energy, Luglio 2007
- [8] Henrik Lund , Woodrow W. Clark – Management of fluctuations in wind power and CHP comparing two possible Danish strategies – Energy, Novembre 2000
- [9] Bernhard Ernst, Kurt Rohrig, René Jursa – Online-monitoring and prediction of wind power in german transmission system operation centres
- [10] Jeffery B. Greenblatt,, Samir Succarb, David C. Denkenbergerc, Robert H. Williamsb, Robert H. Socolowd – Baseload wind energy: modeling the competition between gas turbines and compressed air energy storage for supplemental generation – Energy Policy, Giugno 2006
- [11] W. Leonhard, M. Grobe – Sustainable electrical supply with wind biomass and pumped hydro storage - A realistic long term strategy or utopia? – General Meeting of the IEEE Power Engineering Society, Giugno 2004
- [12] Ingo Stadler – Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response – Utilities Policy, Ottobre 2007

- [13] Technical Summary of the Combined Power Plant – Deutschland Hat Unendlich Viel Energie
- [14] Monique Hoogwijk, Detlef van Vuuren, Bert de Vries, Wim Turkenburga – Exploring the impact on cost and electricity production of high penetration levels of intermittent electricity in OECD Europe and the USA, results for wind energy – Energy, Febbraio 2006
- [15] Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020 – Deutschw Energie-Agentur
- [16] EnergyPLAN – Advanced Energy Systems Analysis Computer Model – Documentation Version 7.2
- [17] David Connolly – A User’s Guide to EnergyPLAN
- [18] Legambiente – Comuni Rinnovabili 2008 – La mappatura delle fonti rinnovabili nel territorio italiano
- [19] Comitato Termotecnico Italiano – Cogenerazione: Impianti di piccola cogenerazione alimentati a combustibili liquidi e gassosi - Misurazione ex-ante delle prestazioni energetiche (proposta di norma UNI)
- [20] Dati provvisori di esercizio del sistema elettrico nazionale 2008 – TERNA
- [21] Federazione Italiana Energy Manager (FIRE) – “Analisi del potenziale della microcogenerazione in Italia”
- [22] GSE – “Relazione sullo sviluppo della Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) in Italia: la produzione 2007”
- [23] Giancarlo Benelli, Luca Guidi – Problemi aperti e prospettive tecniche per una gestione ottimizzata dei sistemi di generazione termoelettrici – Enel Produzione-Ricerca, marzo 2003

Risorse web:

www.renewables-made-in-germany.com – Informations about german renewables energy industries, companies and products – German Energy Agency

www.terna.it – Terna S.p.A., gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica in Italia

www.enea.it – Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico

sostenibile (ENEA)

www.gse.it – GSE S.p.A. Gestore dei Servizi Energetici

www.anev.it – Associazione Italiana Energia del Vento

www.entsoe.eu – European Network of Transmission System Operators for Electricity

energy.plan.aau.dk – Advanced Energy System Analysis Computer Model

re.jrc.ec.europa.eu/pvgis – Photovoltaic Geographical Information System – JRC European Commission

www.scia.sinanet.apat.it – Sistema nazionale per la raccolta, l'elaborazione e la diffusione dei dati Climatologici di Interesse Ambientale

www.coaer.it – Associazione Costruttori di Apparecchiature ed Impianti Aeraulici

Appendice

Suggerimenti pratici per l'utilizzo di EnergyPLAN

Lo scopo di questa Appendice è quello di fornire alcuni suggerimenti di carattere prettamente pratico per l'utilizzo del software *EnergyPLAN*. Oltre a descrivere le varie finestre di input in maggior dettaglio rispetto a quanto riportato nel testo, evidenziando gli aspetti sui quali si è dovuto porre più attenzione durante il lavoro, si illustreranno in modo più dettagliato alcune procedure utili per la creazione delle serie orarie dei carichi e dei fattori di carico.

Quanto segue, quindi, non viene pensato come sostituzione delle due guide riportate in bibliografia [16, 17] e liberamente scaricabili dal sito web del progetto *EnergyPLAN*, ma come supporto e integrazione ad esse.

Gli *snapshots* delle schermate propongono i valori numerici utilizzati per la costruzione dello scenario base del sistema energetico italiano.

Sezione “Input”

In generale, per i vari input, *EnergyPLAN* necessita di:

- La produzione/domanda annua totale (valori in GWh/anno, TWh/anno o PWh/anno a seconda di quanto specificato nella sezione “Settings”)
- La distribuzione oraria della produzione/domanda
 - Deve essere composta da 8784 valori, uno per ogni ora in un anno bisestile
 - I valori possono essere espressi tra 0 e 1: in caso contrario, sarà il software a normalizzarli di modo che i valori della distribuzione oraria, sommati, diano il valore annuo totale specificato (vedi figura A.1)

I file con le distribuzioni devono essere in formato di testo semplice (file “.txt”) e devono necessariamente venire salvati nella cartella “Distributions” all'interno della cartella principale del software. Si noti che quanto detto a proposito delle distribuzioni per domanda/produzione di energia, non vale nelle distribuzioni dei prezzi (necessarie in analisi

economiche, non trattate nel presente lavoro): in tal caso, i valori inseriti dovranno corrispondere ai valori assoluti.

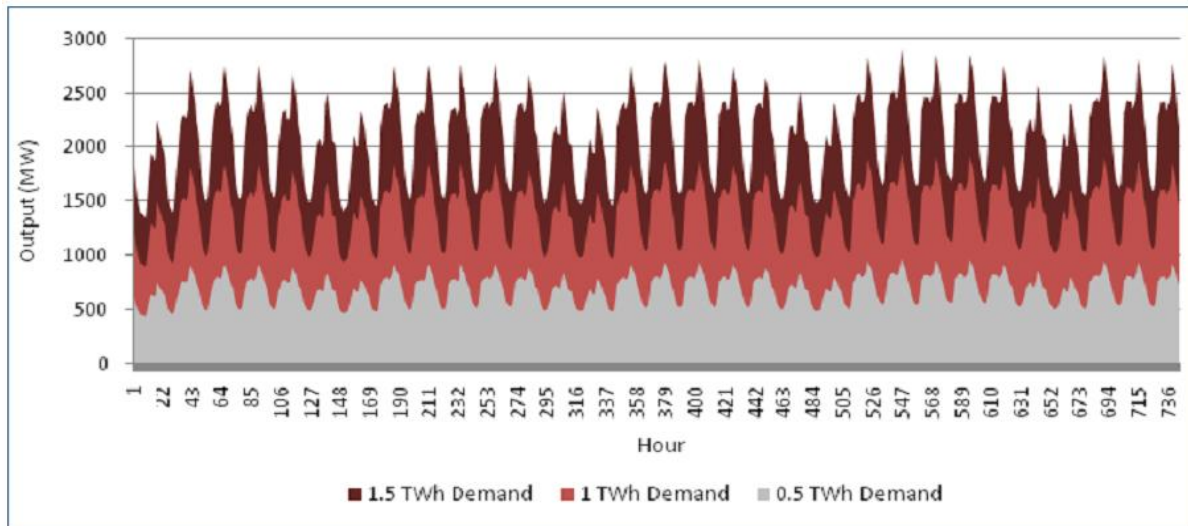


Figura A.1: una stessa distribuzione oraria scalata a seconda di diversi valori totali annui

Electricity demand

EnergyPLAN 7.20: italia_base

File Edit Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy Storage Cooling Individual Industry Transport Waste

Electricity Demand and Fixed Import/Export

Electricity demand: 338 TWh/year change distribution dist_oraria_carico_2008.txt

Electric heating (if included) 8.7 TWh/year Subtract electric heating using distribution from 'individual'

Electric cooling (if included) 13.9 TWh/year Subtract electric cooling using distribution from 'cooling' window

Sum (Demand excl. elec. heat) 315.40 TWh/year

Electric heating (individual) 8.70 TWh/year

Electric cooling (cooling) 13.90 TWh/year

Flexible demand (1 day) 0 TWh/year Max-effect 0 MW

Flexible demand (1 week) 0 TWh/year Max-effect 0 MW

Flexible demand (4 weeks) 0 TWh/year Max-effect 0 MW

Fixed Import/Export 0 TWh/year change distribution dist_oraria_imp.txt

Total electricity demand 338.00 TWh/year

Import/Export fixed and variable

Electricity demand

Un input fondamentale per qualsiasi analisi è senza dubbio quello relativo alla domanda di energia elettrica. Qualora, come nel caso trattato nel lavoro di tesi, si stia analizzando un

sistema energetico nazionale, il modo più diretto per la creazione del file di testo (in figura *dist_oraria_carico_2008.txt*) con la distribuzione oraria è quello di far riferimento ai fogli di calcolo in formato *Excel* messi a disposizione dal sito *www.entsoe.eu* (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ex UCTE). In questo caso si ha a che fare con un foglio di lavoro di questo tipo:

Date/Time	01:00:00	02:00:00	...	05:00:00
2008-01-01	27161	25631	23448	23151
2008-01-02	24598	23416	23120	24240
...
2008-12-31	29519	27710	27432	28467

Un metodo rapido per trasformare i dati contenuti in una tabella come quella indicata in un file di testo, è quello di avvalersi di alcuni semplici comandi del software *Matlab*: se infatti si copia il contenuto della tabella in una matrice M di dimensioni 366x24, è possibile crearne un vettore ordinato in questo modo:

```
Mt=M'      trasposizione della matrice
v=Mt(:)    creazione del vettore a partire dalla matrice
           trasposta
```

In questo modo si è ottenuto un vettore con gli 8784 valori in ordine cronologico, il cui contenuto può essere facilmente copiato e incollato in un nuovo file di testo.

Poiché, come suggerito nelle conclusioni del lavoro, può essere interessante uno studio simile a quello effettuato, ma sulle singole zone di mercato del sistema elettrico italiano, è possibile utilizzare i dati sui consumi orari zona per zona disponibili nel sito web di Terna. Tali dati sono archiviati in file *Excel*, uno per ogni giorno dell'anno, nella seguente forma:

Fabbisogno (per zona) - 31/07/2009

ZONA	DATA_ORA	FABBISOGNO
CNOR	31/07/2009 00.00.00	3400
CNOR	31/07/2009 01.00.00	3270
...
CNOR	31/07/2009 23.00.00	3610
CSUD	31/07/2009 00.00.00	5520
CSUD	31/07/2009 01.00.00	5110

...
CSUD	31/07/2009 23.00.00	5850
NORD	31/07/2009 00.00.00	18710
NORD	31/07/2009 01.00.00	17620
...
NORD	31/07/2009 23.00.00	19170
SARD	31/07/2009 00.00.00	1370
SARD	31/07/2009 01.00.00	1320
...
SARD	31/07/2009 23.00.00	1510
SICI	31/07/2009 00.00.00	2410
SICI	31/07/2009 01.00.00	2240
...
SICI	31/07/2009 23.00.00	2630
SUD	31/07/2009 00.00.00	3470
SUD	31/07/2009 01.00.00	3300
...
SUD	31/07/2009 23.00.00	3810

Una possibile procedura per ottenere, a partire dai 366 file (resta chiaro che, se l'anno non è bisestile, occorrerà “creare” una giornata extra, poiché come detto *EnergyPLAN* richiede input costituiti da 8784 valori), può essere la seguente:

- scaricare i singoli file, salvandoli con nomi progressivi, del tipo *carico (000).xls*, *carico (001).xls*: (la rinominazione progressiva può essere facilmente fatta anche attraverso il comando *Rinomina* di *Microsoft Windows*)
- creare un *file m* in *Matlab*, da lanciare all'interno della cartella in cui si sono salvati i file, con istruzioni di questo tipo:

```
for i=0:365

    filename=['carico (' ,int2str(i), ').xls']

    cnord(i+1,:)=xlsread(filename,1,'C6:C29');

    csud(i+1,:)=xlsread(filename,1,'C30:C53');

    nord(i+1,:)=xlsread(filename,1,'C54:C77');
```

```

        sar(i+1,:)=xlsread(filename,1,'C78:C101');

        sic(i+1,:)=xlsread(filename,1,'C102:C125');

        sud(i+1,:)=xlsread(filename,1,'C126:C149');

    end

    nord1=nord';
    cnord1=cnord';
    csud1=csud';
    sud1=sud';
    sic1=sic';
    sar1=sar';

    NORD=nord1(:);
    CNORD=cnord1(:);
    CSUD=csud1(:);
    SUD=sud1(:);
    SIC=sic1(:);
    SAR=sar1(:);

```

In questo modo si ottengono 6 vettori, uno per ogni zona (NORD, CNORD, CSUD, SUD, SIC, SAR) con i dati orari desiderati. Si faccia naturalmente attenzione a indicare il corretto intervallo di celle come argomento dei comandi *xlsread* (per una spiegazione dettagliata del comando si rimanda alla guida in linea di *Matlab*).

Oltre a quanto già specificato nel Capitolo 3, per quanto riguarda le voci di input della schermata in questione si presti attenzione al fatto che i valori relativi alla domanda flessibile (non utilizzati nel lavoro) si riferiscono *soltanto* alla domanda di energia elettrica per la climatizzazione.

Nel lavoro non è stato poi indicato il valore relativo alle importazioni, perché come specificato in 3.2.2 si è preferito modellare anch'esse come carico di base.

District Heating

EnergyPLAN 7.20: italia_base

File Edit Help

Loading Time = 0.00.00

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy Storage Cooling Individual Industry Transport Waste

CHP, Heat Pumps and Boilers at District Heating Systems:

In common for all three district heating groups :

Distribution of demand : dist_oraria_risc_resid.t

Distribution of solar therm : Hour_solar_prod1.txt

Sum of district heating der : 5,00 TWh/year

Sum of solar thermal : 0,00 TWh/year

Group I : District heating gr. I is meant to represent DH systems without CHP

Demand TWh/year

DHP efficiency Solar thermal 0,00 TWh/year

Group II : District heating gr. II is meant to represent DH systems based on small CHP plan

Demand TWh/year Solar thermal 0,00

Capacities Efficiencies

	MW-e	MJ/s	elec.	Therm.	COP	Heat storage gr. 2
CHP	<input type="text" value="3000"/>	<input type="text" value="4000"/>	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.4"/>		<input type="text" value="0"/> GWh
Heat Pump	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>		<input type="text" value="3"/>		Fixed Boiler share
Boiler		<input type="text" value="10000"/>		<input type="text" value="0.9"/>		<input type="text" value="0"/> Per cent

Group III : District heating gr. III is meant to represent DH systems based on large CHP extr

Demand TWh/year Solar thermal 0,00

Capacities Efficiencies

	MW-e	MJ/s	elec.	Therm.	COP	Heat storage gr. 3
CHP	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0.35"/>	<input type="text" value="0.45"/>		<input type="text" value="0"/> GWh
Heat Pump	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>		<input type="text" value="3"/>		Fixed Boiler share
Boiler		<input type="text" value="0"/>		<input type="text" value="0.9"/>		<input type="text" value="0"/> Per cent
Condensing	<input type="text" value="32000"/>		<input type="text" value="0.44"/>			
PP2	<input type="text" value="0"/>		<input type="text" value="0.45"/>			

CHP extraction plants are modelled as a combination of CHP counterpressure and condensing plant

Diagram:

Distribution of fuel:

	Coal	Oil	Ngas	Biomass
(TWh/year)	Variable	Variable	Variable	Variable
DHP	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
CHP2	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="20"/>	<input type="text" value="80"/>
CHP3	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Boiler2	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="0"/>
Boiler3	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
	<input type="text" value="24.3"/>	<input type="text" value="12.3"/>	<input type="text" value="58.9"/>	<input type="text" value="4.5"/>

A dispetto del nome (*district heating* indica infatti il teleriscaldamento), è questa la scheda dove vanno inseriti gli input relativi all'intero parco di produzione da termoelettrico. Si è già fatto notare, nel Capitolo 3, come in realtà il programma sia piuttosto limitato da questo punto di vista, e si sono illustrate alcune soluzioni adottate, quale ad esempio la modellazione di una potenza di base, non modulabile dal software in fase di calcolo.

E' alla voce "*Condensig*" (condensazione, ovvero impianti che non funzionano in cogenerazione) che devono essere inseriti i valori di potenza e rendimento medio degli impianti termoelettrici: la presenza della voce *PP2* (*power plants 2*) può essere utilizzata per analisi tecnico-economiche, nel caso si vogliano modellare ad esempio sistemi di produzione meno efficienti ma più economici. La tabella in basso a destra nella schermata serve per l'introduzione della composizione percentuale del combustibile utilizzato.

Si ritiene utile ricordare le differenze tra i tre gruppi di impianti: il *Group I* rappresenta gli impianti di teleriscaldamento con sola produzione di energia termica, il *Group II* rappresenta

gli impianti di teleriscaldamento che possono lavorare in sola cogenerazione, mentre il *Group III* serve per modellare impianti di teleriscaldamento che possono lavorare sia in cogenerazione che in sola produzione di energia elettrica. Si presti attenzione al fatto che la voce “*MW-e*” del terzo gruppo deve essere minore della potenza specificata alla voce *Condensing*: in pratica, la voce *Condensing* comprende *tutti* gli impianti che *possono* lavorare in modalità di sola produzione di energia elettrica, mentre la voce *MW-e* del terzo gruppo indica quanta potenza di tali impianti può lavorare *anche* in cogenerazione.

Un'altra questione difficoltosa può essere la costruzione della domanda oraria di energia termica, modificabile attraverso la voce *Distribution of demand* in alto a destra: tale distribuzione è unica per tutti e tre i gruppi: possono però essere modificati in maniera distinta i valori dei consumi annui (per il riscaldamento residenziale può essere specificata invece una distribuzione differente, nella successiva scheda “*Individuals*” alla voce *Distribution of heat demand*). Se, come nel caso studio di questo lavoro, non risulta possibile ottenere una distribuzione accurata dei consumi in questione, per portare comunque avanti delle analisi può essere utile riferirsi a giornate tipo, come spiegato nel paragrafo 3.2.2.

Un metodo rapido per ottenere la necessaria distribuzione di dati per *EnergyPLAN* da copiare in un file di testo, è implementabile in *Microsoft Excel*. Si crei una tabella con le giornate tipo per i diversi mesi, come la seguente:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	ora \ mese	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
2	0	10	10	5	5	0	0	0	0	0	5	5	10
3	1	10	10	5	5	2	2	2	2	2	5	5	10
4	2	10	10	5	5	2	2	2	2	2	5	5	10
5	3	10	10	5	5	2	2	2	2	2	5	5	10
6	4	10	10	5	5	0	0	0	0	0	5	5	10
7	5	10	10	5	5	0	0	0	0	0	5	5	10
...
23	21	50	50	20	20	2	2	2	2	2	20	20	50
24	22	50	50	20	20	2	2	2	2	2	20	20	50
25	23	50	50	5	5	0	0	0	0	0	5	5	50

La distribuzione può essere creata in un'altra area del foglio di lavoro, grazie alla funzione

cerca verticale:

	A	B
28	01/01/2008 0.00	=CERCA.VERT(ORA(A28);\$A\$2:\$M\$25;MESE(A28)+1)
29	01/01/2008 1.00	10
30	01/01/2008 2.00	10
...
8810	31/12/2008 22.00	50
8811	31/12/2008 23.00	50

La stessa procedura può essere utilizzata per la distribuzione della domanda per il raffrescamento, alla voce *Distribution of cooling demand* nella scheda “Cooling”.

Renewable Energy

EnergyPLAN 7.20: italia_base

File Edit Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

ElectricityDemand DistrictHeating RenewableEnergy Storage Cooling Individual Industry Transport Waste

Electricity production from Renewable Energy and Nuclear :

Change	Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisatic share	Distribution profile	Production TWh/year	Correction factor	Post Correction
Change	Wind	3126	0	Change dist_oraria_ec	4.88	0	4.88
Change	River Hydro	4567	0	Change dist_oraria_flu	20.70	0	20.70
Change	Photo Voltaic	150	0	Change dist_oraria_fv	0.19	0	0.19
Change	Wave Power	0	0	Change Hour_solar_p	0.00	0	0.00

Hydro Power :

Capacity: 16710 MW-e Annual Water supp: 32.63 TWh/year

Efficiency: 0.8 Distribution of wate: Change dist_oraria_idro.txt

Storage: 7700 GWh Estimated anual prodi: 26.10 TWh/year

Pump Capacity: 7550 MW-e Storage difference: 0 GWh

Pump Efficiency: 0.8

Nuclear Power

Capacity: 32150 MW-e Distribution: Change dist_oraria_base_nomod.txt

Efficiency: 0.417 Annual productio: 237.79 TWh/year

Diagram:

```

graph LR
    HW[Hydro water] --> HS[Hydro storage]
    HS --> HPP[Hydro PP]
    RES[RES electricity] --> HPP
    RES --> GP[Geothermal power]
    GP --> HPP
  
```

Un punto sicuramente critico per l'utilizzo di *EnergyPLAN* è la creazione delle distribuzioni relative alla produzione da fonte rinnovabile. Ci si soffermerà sui metodi utilizzati per la creazione delle serie riguardanti la fonte eolica e quella solare (per le differenze, minime, tra la distribuzione del fotovoltaico e quella del solare termico, si rimanda a quanto detto nel

paragrafo 3.2.5).

Come spiegato nel paragrafo 3.2.3, per la creazione delle distribuzioni orarie dei fattori di carico della risorsa eolica si è partiti dai dati previsionali della distribuzione della potenza, disponibili anch'essi sul sito web di Terna. Anche in questo caso, i dati sono raccolti in file giornalieri, per cui la procedura per ottenere le serie ordinate relative alle singole zone di mercato è del tutto analoga a quanto detto a proposito dei carichi orari:

Previsione Eolico Rilevante MSD (MW) - 02/07/2009

ZONA	ORA01	ORA02	...	ORA23	ORA24
CNOR	0,75	0,93	...	2,26	0
CSUD	0,31	1,71	...	1,9	1,92
NORD	0,2	0,26	...	0,61	0,03
SARD	0,14	0,13	...	0,23	0,13
SICI	11,7	11,76	...	16,13	21,35
SUD	1,820	8,853	...	8,856	9,689

In questo caso i comandi da eseguire, dopo aver salvato i file con nomi del tipo *eolico (000).xls*, *eolico (001).xls*, dovranno essere simili ai seguenti:

```
for i=0:366

    filename=['eolico (' ,int2str(i),') .xls']

    cnord(i+1,:)=xlsread(filename,1,'B6:Y6');

    csud(i+1,:)=xlsread(filename,1,'B7:Y7');

    nord(i+1,:)=xlsread(filename,1,'B8:Y8');

    sar(i+1,:)=xlsread(filename,1,'B9:Y9');

    sic(i+1,:)=xlsread(filename,1,'B10:Y10');

    sud(i+1,:)=xlsread(filename,1,'B10:Y11');

end

nord1=nord';

cnord1=cnord';

csud1=csud';

sud1=sud';
```

```

sic1=sic';
sar1=sar';
NORD=nord1(:);
CNORD=cnord1(:);
CSUD=csud1(:);
SUD=sud1(:);
SIC=sic1(:);
SAR=sar1(:);

```

Per quanto riguarda le distribuzioni relative all'energia solare, come descritto nel relativo paragrafo, si è fatto riferimento al web tool PVGIS, la cui interfaccia grafica ne permette un utilizzo immediato. Si è poi illustrata la procedura che permette, attraverso la funzione *Generazione di un numero casuale* degli strumenti *Analisi Dati* di *Microsoft Excel*, di generare delle serie di fattori di carico più realistiche. Tale funzionalità permette infatti di generare un numero arbitrario di numeri casuali secondo una certa distribuzione di probabilità. Nel caso in esame, la distribuzione scelta è stata quella *normale*, che richiede in input il valore medio dei dati da generare e la loro deviazione standard. Per ottenere il valore numerico di quest'ultima, a partire dalle curve di probabilità di figura 3.12, si è proceduto in maniera in maniera approssimata: dopo aver suddiviso l'intervallo di valori di irradiazione in gruppi di 500 Wh/m^2 , si è calcolata la probabilità che il valore di irradiazione giornaliera appartenga ad ogni gruppo, assumendo come valore significativo del gruppo la media aritmetica tra i due valori estremi. Infatti, indicando con a_i e b_i gli estremi del gruppo i -esimo, con X_i la loro media aritmetica, con $P(X_i)$ la probabilità di appartenenza al gruppo, con $F(a_i)$ ed $F(b_i)$ il valore della funzione descritta dalle curve in figura calcolata rispettivamente in a_i e b_i , vale la relazione:

$$P(X_i) = F(a_i) - F(b_i)$$

E' poi possibile calcolare *media* μ e *deviazione standard* σ della serie di dati, come segue:

$$\mu = \sum_{i=1}^n X_i \cdot P(X_i) \quad \sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \mu)^2 \cdot P(X_i)}$$

dove n indica il numero di intervalli in cui si sono suddivisi i valori di irradiazione.

Storage

Electrolysers and electricity storage systems

Electrolyser	Capacities		Efficiencies		Hydrogen Storage
	MW-e	MJ/s	fuel	Therm.	
Group 2	0	0	0,8	0,1	0 GWh
Group 3	0	0	0,8	0,1	0 GWh
Transport	0		0,8		0 GWh
Micro CHP	0		0,8		0 GWh

Electricity Storage	Capacities	Efficiencies	Fuel Ratio *)	Storage Capacity
Pump/Compress	0	0,8		0 GWh
Turbine	0	0,9	0	

*) Fuel ratio = fuel input / electric output (for CAES technologies or similar)

Advanced CAE

Per gli scopi del lavoro tale sezione non è stata utilizzata, in quanto gli input necessari per l'introduzione dell'idroelettrico con pompaggio sono compresi nella precedente scheda "Renewable Energy". Si ritiene però opportuno fornire alcune indicazioni per una eventuale modellazione di sistemi CAES. Gli input per questa tecnologia devono essere introdotti nella parte inferiore della finestra, e particolare attenzione va posta nell'utilizzo dei parametri di *efficiencies* per compressori e turbine e *fuel ratio*. Con *efficienza del compressore* si intende il rapporto tra energia immagazzinata nell'accumulo e energia assorbita dal compressore stesso. Con *efficienza della turbina*, invece, si intende il rapporto tra energia elettrica in output dall'impianto e energia sottratta all'accumulo per tale valore di produzione: per il principio di funzionamento di un impianto CAES, tale parametro è generalmente maggiore di uno. Infatti, per tener conto anche dell'utilizzo di combustibile associato alla produzione elettrica, occorre specificare il valore di *fuel ratio*, ovvero del rapporto tra combustibile utilizzato e energia elettrica in output. Anche quest'ultimo valore risulta in genere essere maggiore dell'unità.

Si presti poi attenzione al fatto che, nella logica di funzionamento di *EnergyPLAN*, sistemi idroelettrici di accumulo per pompaggio hanno la priorità rispetto ai sistemi CAES.

Sezione “Cost”

L'unica voce di interesse di questa sezione, in analisi di tipo puramente tecnico, è quella *CO₂ content in fuels* nella scheda “Fuel”: è qui che infatti vanno specificati i valori di produzione di anidride carbonica per i vari tipi di combustibile.

EnergyPLAN 7.20: italia_base

File Edit Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

Fuel Operation Investment Additional

Fuel, Taxes and CO2 costs

	Coal	Fuel Oil	Diesel Gasoil	Petrol/JPN gas	Waste	Biomass
Fuel Price (world market) (EUR/GJ)	0	0	0	0	0	0
Fuel handling costs (distribution and taxes) (EUR/GJ)						
To central CHP and power station	0	0		0	0	0
To dec. CHP, DH and Industry	0	0		0	0	0
To Individual house holds	0		0	0	0	0
To transportation (road and train)			0	0	0	0
To transportation (air)			0	0	0	0
Taxes (EUR/GJ)						
Individual households	0		0	0	0	0
Industry	0	0		0	0	0
Boilers (at CHP and DH plants)	0	0		0	0	0
CHP units	0	0		0	0	0
Compressed Air Energy Storage (CAES)				0		
CO2 content in the fuels:	95	74		57	0	
						(kg/GJ)
CO2 Price (included in marginal production)	0					
						(EUR/t CO2)

Business economic operation:
All costs (fuel, handling and taxes) are included in the marginal costs when optimal operation strategies for the individual plants are decided.

Socio economic consequences:
Taxes are not included when the socio economic consequences are calculated.

Taxes on electricity for energy conversion:

(EUR/MWh)	DH systems	Individual houses
Electric heating	0	0
Heat Pumps	0	0
Electrolysers	0	0
Electric cars		0
Pump (storage)	0	

Sezione “Regulation”

Per le ipotesi fatte in questo lavoro, le uniche opzioni utilizzate in questa scheda sono state quelle relative al valore di *Minimum grid stabilisation production*, *Maximum imp./exp. Capacity* e *CEEP regulation*: per quest'ultima voce, occorre specificare la sequenza numerica degli interventi che *EnergyPLAN* attuerà per la riduzione della produzione in eccesso non esportabile. Si ricorda ancora una volta che per la definizione di un minimo tecnico, non avendo specificato impianti CHP del gruppo 3, non si è utilizzata la voce *Minimum CHP in gr. 3*, ma è stato necessario procedere come già illustrato in precedenza.

EnergyPLAN 7.20: italia_base

File Edit Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

Regulation:

Chose Optimisation Strategy:

1 Balancing heat demands

Electric grid stabilisation requierments:

Minimum grid stabilisation production:

Stabilisation share of CHP2:

Minimum CHP in gr. 3:

Heat Pump Maximum load:

External Electricity Market Definition

Price distribution: Hour_nordpool.txt

Addition factor: EUR/MWh

Multiplication factor:

Resulting average price: 0 EUR/MWh

Critical Excess Electricity Production (CEEP)

Critical Electricity Excess Production (CEEP) regulation:

1: Reducing RES1 and RES2

2: Reducing CHP in gr.2 by replaing with boiler

3: Reducing CHP in gr.3 by replaing with boiler

4: Replacing boiler with electric heating in gr.2 with maximum MW

5: Replacing boiler with electric heating in gr.3 with maximum MW

6: Reducing RES3

7: Reducing power plant in combination with RES1, RES2, RES3 and RES4

External Electricity Market response to import/export

Price elasticity: EUR/MWh pr. MW

Basic price level for price elasticity: EUR/MWh

Transmission line capacity

Maximum imp./exp. capacity: MW

Sezione “Output”

EnergyPLAN 7.20: italia_base

File Edit Help

Frontpage Input Cost Regulation Output Settings

Overview Screen Graphics

Show total yearly value: Show monthly value:

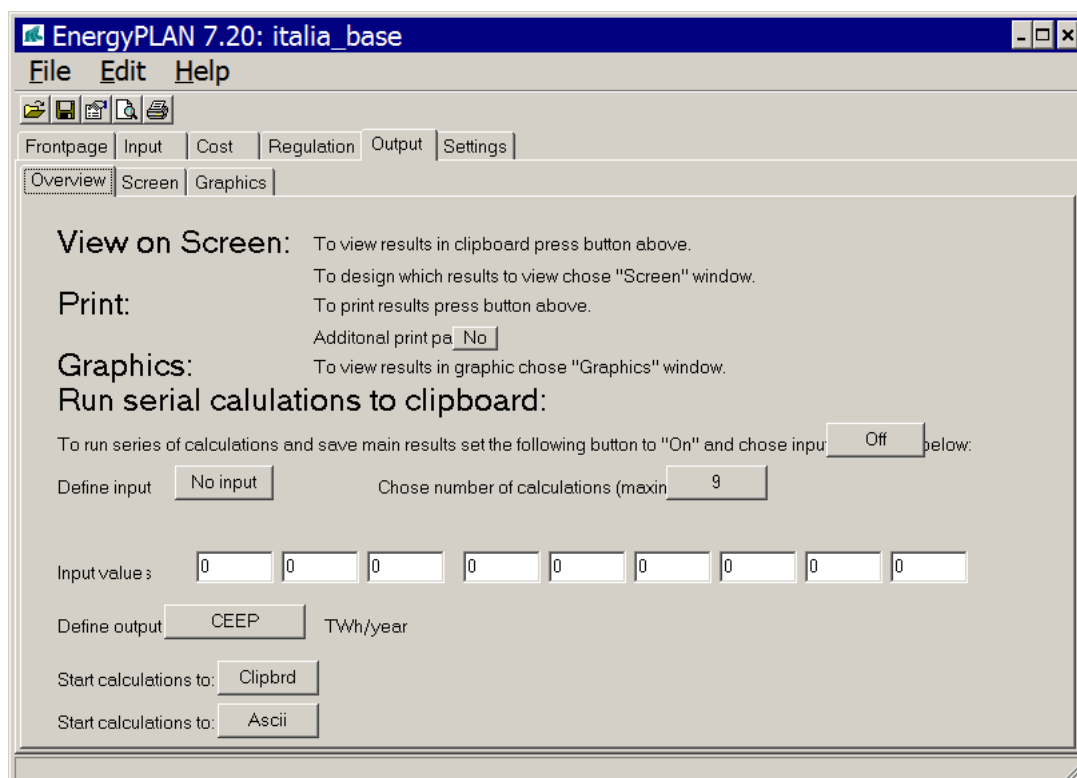
Show hour values: From Start hour: To End hour:

<input checked="" type="checkbox"/> Electricity Demand	<input type="checkbox"/> Storage2	<input checked="" type="checkbox"/> PP Elec. production	<input checked="" type="checkbox"/> CEEP (Critical Electricity Excess Production)
<input checked="" type="checkbox"/> Fixed Export/Import	<input type="checkbox"/> Heatbalance gr. 2	<input checked="" type="checkbox"/> Nuclear	<input checked="" type="checkbox"/> EEEP (Exportable Electricity Excess Production)
<input checked="" type="checkbox"/> District Heating	<input type="checkbox"/> CHP3 Heatproduction	<input type="checkbox"/> Pump consumption	<input type="checkbox"/> Nordpool price
<input checked="" type="checkbox"/> RES (electricity)	<input type="checkbox"/> HP3 Heatproduction	<input type="checkbox"/> Turbine production	<input type="checkbox"/> Market prices
<input checked="" type="checkbox"/> Hydro Power	<input type="checkbox"/> Boiler3	<input type="checkbox"/> Pump storage	<input type="checkbox"/> Import payment
<input checked="" type="checkbox"/> Solar Thermal	<input type="checkbox"/> EH3 Heatproduction	<input type="checkbox"/> Electrolyser gr2	<input type="checkbox"/> Export payment
<input checked="" type="checkbox"/> CSHP Heat Prod.	<input type="checkbox"/> ELT3 Heatproduction	<input type="checkbox"/> Electrolyser gr3	<input type="checkbox"/> AddExport payment
<input type="checkbox"/> DHP Heat Prod.	<input type="checkbox"/> Storage3	<input type="checkbox"/> EV and V2G (transport)	<input checked="" type="checkbox"/> Individual Heat
<input checked="" type="checkbox"/> CHP2 Heatprod.	<input type="checkbox"/> Heatbalance gr. 3	<input checked="" type="checkbox"/> Stabilisation Load %	<input type="checkbox"/> Individual electricity
<input type="checkbox"/> HP2 Heatprod.	<input type="checkbox"/> Flexible Elec. demand	<input checked="" type="checkbox"/> Import	<input type="checkbox"/> Individual H2
<input type="checkbox"/> Boiler2	<input type="checkbox"/> HP Elec. consumption	<input checked="" type="checkbox"/> Export	<input type="checkbox"/> Transport H2
<input type="checkbox"/> EH2 Heatproduction	<input checked="" type="checkbox"/> CSHP Elec. production	<input type="checkbox"/> Eldemand for cooling	
<input type="checkbox"/> ELT2 Heatproduction	<input checked="" type="checkbox"/> CHP Elec. production		

RES: Renewable Energy Sources
 CHP: Combined Heat and Power
 CSHP: Combined Heat and Steam Production (Industrial CHP)
 DHP: District Heating Plant
 HP: Heat Pump
 EH: Electric Heater
 ELT: Electrolyser

Show Annual Cost:

Una volta definiti tutti gli input desiderati, è possibile lanciare la simulazione. In *EnergyPLAN* sono previste delle funzioni per la visualizzazione in forma grafica degli output, nella scheda “*Graphics*”, ma si consiglia senza dubbio di importare i risultati in un foglio di calcolo, e da lì effettuare le analisi desiderate. Per fare questo, selezionare dapprima le voci di cui si desidera conoscere i valori (sia come risultati annuali o mensili, che come andamenti orari), dopodiché spostarsi nella scheda “*Overview*”



Per salvare i dati in un file di testo, scegliere il pulsante *Ascii*: *EnergyPLAN* creerà un file con i dati separati da “;”, rendendoli così facilmente importabili con la funzione *Importa Dati Esterni* di *Microsoft Excel*.

Se, come nel caso studio, si ha a che fare con sistemi di accumulo quale l'idroelettrico con pompaggio, si deve prestare attenzione a chiudere e riavviare il software dopo aver lanciato ogni simulazione. Sono stati infatti riscontrati dei problemi con la gestione dell'accumulo: se dopo aver lanciato una simulazione se ne lancia una successiva, anche con gli stessi valori di input, a seconda dei casi possono ottenersi output leggermente differenti. Dopo una analisi più approfondita, sembra che il software, nelle successive simulazioni, utilizzi un diverso valore iniziale dei serbatoi d'accumulo, non ottimale, come testimoniano ad esempio valori maggiori di CEEP in output. Riavviando il programma è possibile ovviare a questo inconveniente: con

ciò si sconsiglia pertanto di utilizzare la funzione *Run serial calculations on clipboard*, con la quale sarebbe possibile ottenere i valori di un output desiderato per vari valori di un determinato input, con un lancio di più simulazioni in serie in maniera automatica.

Per avere risultati più completi, ad esempio per quanto riguarda il dettaglio dei consumi di combustibile e la produzione di CO₂, è necessario stampare (magari su file) il riepilogo completo degli output, tramite il pulsante con l'icona della stampante. Si ottiene un file di questo tipo:

Inputitalia_base

Electricity demand (TWh/year):

Fixed demand315,40

Electric heating8,70

Electric cooling13,90

Flexible demand0,00

Transportation0,00

Total338,00

Group 2:

CHP

Heat Pump

Boiler

Group 3:

CHP

Heat Pump

Boiler

Condensing

Capacities

MW-e

0000

00

10000

00

00

32000

Efficiencies

elec.

0,30

0,40

0,90

0,35

0,45

0,90

0,44

COP

3,00

3,00

0,90

3,00

0,90

0,44

Regulation Strategy:

KEOL regulation

Minimum Stabilisation share

Minimum CHP gr 3 load

Heat Pump maximum share

Maximum import/export

Distr. Name:

Multiplication factor

Dependency factor

Average Market Price

Technical regulation no. 1

70000

0,70

0,00

1,00

1000

Hour_nordpool.txt

EUR/MWh

EUR/MWh gr. MW

EUR/MWh

Fuel Price level:

Capacities

Storage

Efficiencies

MW-e

GWh

elec.

Ther.

Hydro Pump:

00

00

0,80

Hydro Turbine:

00

00

0,90

Electrol. Gr.2:

00

00

0,80

0,10

Electrol. Gr.3:

00

00

0,80

0,10

Electrol. trans.:

00

00

0,80

Ely. MicroCHP:

00

00

0,80

CAES fuel ratio:

0,000

(TWh/year)

Coal

Oil

Ngas

Biomass

Transport

0,00

490,00

20,00

0,00

Household

0,10

28,00

180,00

20,00

Industry

51,00

83,00

167,00

4,00

Various

0,00

60,00

109,00

3,00

Wind

3126

MW

4,57

TWh/year

0,00

Grid

River Hydro

4567

MW

20,7

TWh/year

0,00

stabilisation

Photo Voltaic

150

MW

0,19

TWh/year

0,00

share

Wave Power

0

MW

0

TWh/year

0,00

share

Hydro Power

16710

MW

30,87

TWh/year

Geothermal

32150

MW

237,79

TWh/year

Output

District Heating

Demand

Distr. heating

Solar

CSPH

DHP

CHP

HP

ELT

Boiler

EH

Balance

Production

MW

MW

MW

MW

MW

MW

MW

MW

MW

MW

MW

Consumption

Electric demand

Flexi-

HP

Electric

triple

EH

Hydro

turbine

RES

Hydro

Geo-

Waste-

CHP

CHP

PP

Stab-

Load

Imp

Exp

CEEP

EEP

Pay

ment

Exp

Electricity

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

Balance

Exchange

Production

<

EnergyPLAN, in definitiva, non presenta grandi difficoltà nell'utilizzo, quanto nella ricerca e elaborazione dei dati di input. Data la sua semplicità, inoltre, diventa responsabilità dell'utente utilizzare il software nella maniera appropriata, valutando ad esempio quanto siano accettabili determinate semplificazioni e quale sia la forma migliore per implementare certe tecnologie e modalità di gestione.

Ringraziamenti

Ai miei relatori: il Prof. Alessandro Franco, l'Ing. Franco Donatini e il Dott. Christian Zulberti, per l'estrema fiducia che mi hanno mostrato e per la completa disponibilità con cui mi hanno seguito nei vari momenti del lavoro, dall'assegnazione dell'interessante tema da portare avanti, ai suggerimenti su come muovermi, alle fasi di revisione conclusive.

Alle persone grazie alle quali questo è solo uno dei tanti traguardi che ho potuto raggiungere: i miei genitori e la mia famiglia, per l'aiuto che in mille forme diverse fanno sempre darmi.

Agli amici poi, quelli conosciuti proprio nel percorso universitario e quelli di sempre, che nei differenti contesti hanno contribuito a non farmi mancare, quando necessario, un clima di sana allegria e spensieratezza.

Infine, a chi, in questi anni, ha o ha avuto un ruolo speciale nella mia vita.

GRAZIE !